

# Risques associés à la production d'électricité photovoltaïque

Rapport de synthèse

Septembre 2018

Préparé par Becquerel Institute



## Table des matières

Introduction – Qu’est-ce que le risque ?.....	3
Les systèmes photovoltaïques .....	4
Comment sont rémunérées les installations photovoltaïques ? .....	5
Performances d’un système photovoltaïque .....	7
Risques réglementaires et juridiques .....	10
Risques liés au design, transport ou lors de l’installation .....	12
Risques au niveau des composants.....	15
Risques liés à la maintenance.....	20
Quelques autres défauts répertoriés .....	23
Impact sur les performances et la rentabilité .....	24
Conclusion .....	30

## Introduction – Qu'est-ce que le risque ?

Un système photovoltaïque, quel que soit sa taille, est un assemblage de composants à haut contenu technologique, assemblés dans le but de produire de l'électricité. Ceci implique un investissement financier et des revenus qui permettent pendant la durée de vie de l'installation de compenser le coût de l'investissement. Le risque peut se définir comme une perte de revenus provenant de défaillances, visibles ou non, de l'installation photovoltaïque.

Ce risque peut provenir de causes diverses qui sont parfois difficiles à évaluer lors de la décision d'investissement. La plupart des risques peuvent se grouper comme suit :

- 1) Les risques liés à des défaillances des composants du système PV ;
- 2) Les risques liés à une mauvaise installation ;
- 3) Les risques liés à une mauvaise maintenance du système PV ;
- 4) Les risques liés à des changements législatifs qui impactent les coûts ou les revenus associés au système PV.

Chacun de ces risques doit faire l'objet d'un traitement particulier, soit de nature technique, soit par le biais de produits d'assurance. Certains sont plus complexes à évaluer, comme le risque législatif, qui dépend de la volonté du politique. Mais de manière générale, les risques existent, se manifestent de manière différente selon la typologie des installations, leur taille, leur technologie, et bien évidemment du cadre réglementaire dans lequel l'installation photovoltaïque opère.

Ce rapport passe en revue les principaux risques associés à une installation photovoltaïque sur base de la littérature scientifique existante et de l'expertise de techniciens ayant participé à plus d'une décennie de développement du photovoltaïque à travers le monde.

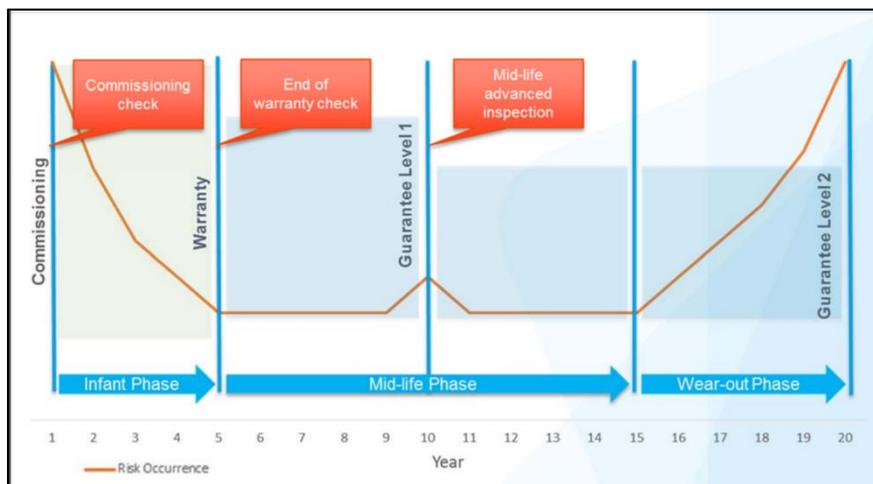


Figure 1 : Occurrence de risques pendant la durée de vie d'une installation photovoltaïque résidentielle (Source : Solar Bankability Project, 2016).

## Les systèmes photovoltaïques

Un système photovoltaïque est une installation de production d'électricité, basée sur des panneaux (ou modules), un ou plusieurs onduleurs transformant l'électricité produite en courant continu en courant alternatif qui peut être utilisé par les appareils de la vie courante ou injecté sur les réseaux électriques. Les panneaux photovoltaïques sont basés, en fonction de la technologie, sur des cellules d'un matériau semi-conducteur qui produit de l'électricité quand il est en contact avec la lumière. Il en existe de différents types dont les caractéristiques techniques et les performances dépendent du type de semi-conducteur utilisé et des traitements qui lui sont appliqués. L'effet photovoltaïque a été découvert par Edmond Becquerel, un scientifique français, en 1839 mais les premières applications datent des débuts de l'ère spatiale. La diminution du prix des panneaux a permis un développement massif, d'abord en Europe puis en Asie. En 2017, le marché mondial du photovoltaïque a atteint les 98 GW, dont environ 40% pour des installations dites distribuées, soit en toiture, soit à proximité directe de bâtiments.

Un système photovoltaïque est composé des panneaux, modules ou éléments de construction dotés d'une capacité photovoltaïque, auxquels s'ajoutent des systèmes de montage, de fixation, du câblage, et finalement un ou plusieurs onduleurs. Soit un onduleur unique pour l'installation, soit plusieurs en cas d'orientations différentes, soit un onduleur par module. Dans ce dernier cas on parlera de micro-onduleurs.

On peut classer les installations sur bâtiments en deux grandes catégories :

a. Les installations photovoltaïques surimposées au bâti ou BAPV

C'est le cas le plus classique : l'installation est réalisée par-dessus l'enveloppe du bâtiment et requiert peu de modifications (en général la pose du système de montage, un accès pour les câbles vers l'onduleur...). Les composants utilisés sont classiques en ce sens qu'ils ne diffèrent pas des installations au sol, à l'exception de la taille des onduleurs et bien évidemment des systèmes de montage. La maintenance est relativement aisée, en ce compris le remplacement des panneaux vu l'accessibilité aisée.

b. Les installations photovoltaïques intégrées au bâti ou BIPV

L'intégré au bâti a été longtemps une spécificité franco-italienne : en substituant des éléments de construction passifs par des éléments photovoltaïques, l'esthétique du bâtiment peut être améliorée. En toiture ou en façade, il s'agit en général d'un travail de professionnels du bâtiment, sachant que les caractéristiques intrinsèques de l'enveloppe du bâtiment (étanchéité, isolation...) doivent être préservées. Le BIPV est minoritaire dans le monde, mais représente une part significative des installations sur bâtiment réalisées en France depuis le début de la décennie 2010. Outre des composants spécifiques (comme des tuiles), on retrouve en France l'utilisation de panneaux photovoltaïques classiques, utilisés en BIPV avec des systèmes de montage adaptés. La maintenance est en règle générale plus complexe du fait de l'intégration à l'enveloppe du bâtiment.

## Comment sont rémunérées les installations photovoltaïques ?

L'électricité photovoltaïque a une valeur et un coût. Le coût dépend du prix d'installation, du mode de financement et du coût de maintenance pendant la durée de vie de l'installation.

Les revenus d'une installation photovoltaïque dépendent du cadre légal dans lequel celle-ci a été développée. A l'exception des cas où une autorité publique a financé partiellement une installation, la majorité des cadres réglementaires appliqués au photovoltaïque rémunèrent les installations sur base de la production d'électricité. Les tarifs d'achat comme appliqués depuis des années en France rémunèrent toute l'électricité produite ou, seulement dans le cas plus récent des systèmes en autoconsommation d'électricité photovoltaïque, la part injectée sur le réseau une fois déduite la consommation locale réelle.

### a. Les tarifs d'achat

Ce système a été pendant des années à la base du développement du photovoltaïque en Europe et dans le monde. Il représentait encore en 2017 plus de 50% des installations, principalement en Chine et au Japon mais également dans bien d'autres pays.

Les tarifs d'achat garantissent une valeur pour chaque kWh produit par le système photovoltaïque pendant une durée prédéfinie. En général 10 à 20 ans. Pendant cette période, l'électricité produite par le système photovoltaïque est achetée par un organisme public ou privé à un tarif contractuellement garanti. Ce tarif peut être modulé en fonction de la taille de l'installation, sa localisation, le contenu en composants produits dans le pays, et nombre d'autres facteurs. En France, le BIPV a été de tout temps rémunéré à un tarif supérieur au BAPV du fait de coûts d'installation et d'achat de composants plus élevés.

Les tarifs d'achats ont fait l'objet de mesure rétroactives dans certains pays mais pas en France. Dans un système de tarif d'achat, la part de l'électricité autoconsommée n'est en général pas prise en compte et chaque kWh produit est rémunéré, peu importe son utilisation réelle.

### b. Systèmes d'autoconsommation

L'autoconsommation implique que tout ou partie de la production photovoltaïque soit consommée localement pour satisfaire à des besoins d'électricité, avec injection sur le réseau électrique du surplus. Ce cadre réglementaire se développe en France depuis quelques années et devrait devenir la norme pour les installations sur bâtiment. Les revenus proviennent de deux sources :

- 1) Les économies sur la facture d'électricité : en produisant et consommant de l'électricité localement, le consommateur réduit naturellement sa facture d'électricité. Néanmoins cette réduction n'est pas linéaire vu l'existence de frais et taxes non liés à la quantité d'électricité consommée. Ces taxes s'appliquent notamment à la partie dite capacitaire du tarif réseau (qui est liée à la demande maximale de puissance que le consommateur a demandée et pour laquelle il est relié au réseau électrique), mais aussi certaines taxes spécifiques. Il existe à l'heure actuelle un débat important dans la plupart des pays européens sur la refonte du financement des réseaux d'électricité dans un cadre de production distribuée. Il est probable que l'Union Européenne définisse un cadre réglementaire contraignant pour protéger la production photovoltaïque. Cependant à l'heure de publier ce rapport, la directive européenne sur le sujet n'était pas encore

entrée en vigueur. Il existe donc un risque mesuré mais réel qu'un changement de législation puisse diminuer partiellement les revenus possibles sur les économies liées à la facture d'électricité.

- 2) La revente du surplus : toute l'électricité produite mais non consommée sur place est injectée dans le réseau public d'électricité. En France celle-ci fait l'objet d'une obligation d'achat par EDF-OA à un tarif qui est garanti en fonction de la taille de l'installation. Il s'agit d'un système équivalent au tarif d'achat évoqué ci-dessus mais appliqué uniquement à l'électricité injectée sur le réseau.

Le système dit de « net-metering » qui est appliqué en Belgique (où il est appelé « compensation »), au Pays-Bas, dans plusieurs pays scandinaves et dans de nombreux états américains est un cas particulier dans lequel le surplus est rémunéré à un niveau équivalent au prix de l'électricité. Le système s'apparente dès lors à un compteur réversible qui annule les consommations au fur-et-à-mesure que l'électricité photovoltaïque est produite. Ce système n'est pas appliqué en France.

#### c. Autres cadres réglementaires

Il existe pour mémoire d'autres cadres réglementaires, comme les certificats verts (qui peuvent s'apparenter à un tarif d'achat mais dont la valeur serait modulée en fonction de l'offre et la demande), ou les tarifs d'achats basés sur des primes : la prime peut être fixe ou variable et s'ajoute alors au prix de l'électricité de gros. Il n'est pas utile de passer en revue tous les systèmes existants.

#### d. Stabilité des revenus

Les revenus d'une installation dépendront donc de sa capacité à produire de l'électricité au niveau attendu. Toute baisse de production entraîne mécaniquement une baisse des revenus. Il est donc essentiel de veiller au bon fonctionnement de l'installation, en temps réel, faute de quoi toute baisse de production impacte directement la rentabilité de l'installation.

## Performances d'un système photovoltaïque

Les performances d'un système photovoltaïque dépendent de nombreux facteurs et de l'expertise des installateurs. Bien qu'une installation photovoltaïque semble simple et facile à configurer, le graphique ci-dessous montre combien les performances des systèmes ont évolué dans le temps au-fur-et-à-mesure que l'expertise et l'expérience du secteur augmentaient.

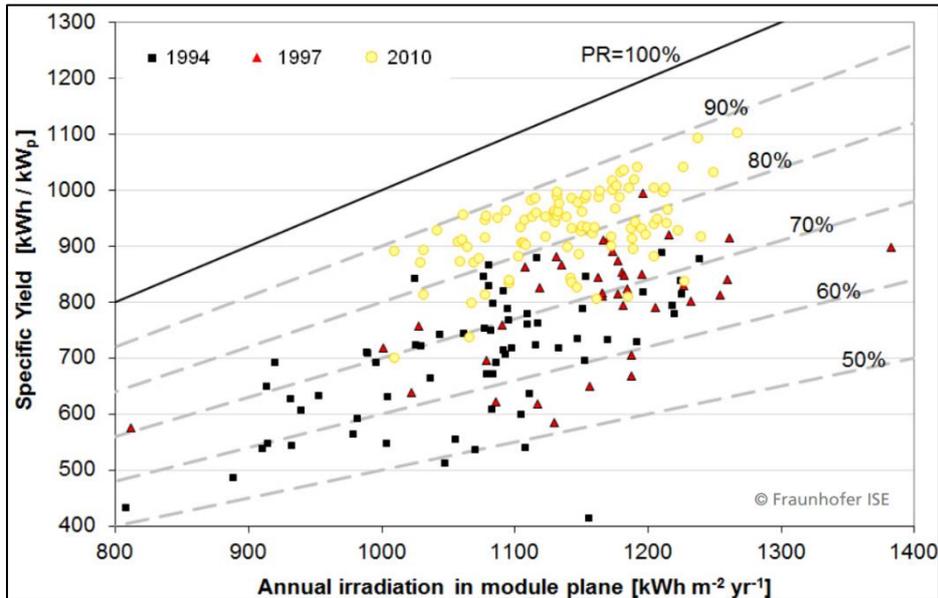


Figure 2 : Evolution des performances des installations photovoltaïques dans le temps. Les installations les plus récentes montrent des PR plus élevés (Source : Fraunhofer ISE).

### 1) Performances théoriques

Les performances d'une installation photovoltaïque dépendent de nombreux facteurs, et en premier lieu de la ressource solaire, appelée irradiance, et des composants utilisés.

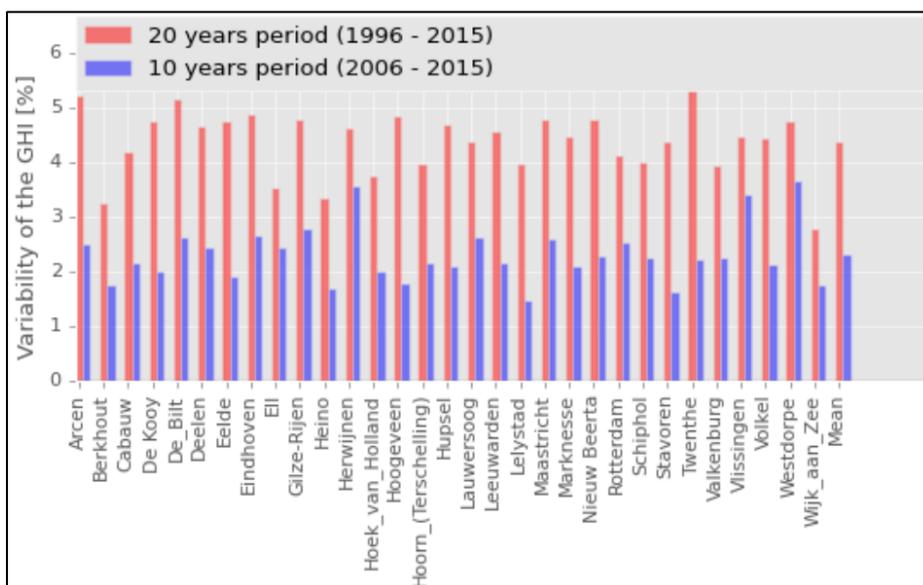


Figure 3 : Variabilité annuelle de l'irradiance totale mesurée au sol dans 32 stations dispersées aux Pays-Bas (Source : KNMI – Institut Météorologique Royale des Pays-Bas).

Bien que les technologies actuelles permettent d'estimer avec de plus en plus de précision l'irradiation solaire dont devrait bénéficier une ferme solaire installée en un lieu déterminé, il serait mensonger d'affirmer que cette donnée est connue avec certitude. Nous sommes tous familiers des aléas de la météo. Le graphique disponible à la page précédente montre à quel point le rayonnement solaire total atteignant le sol en un point donné au cours d'une année peut varier, d'autant plus que la période considérée est longue. Avec un impact significatif sur les performances et donc la rentabilité du système.

## 2) Variation et dégradation normale des performances

La production d'électricité d'un système photovoltaïque peut être sujette à des variations annuelles dans une fourchette assez étroite. Ces variations d'une année sur l'autre tiennent à la nature variable des conditions d'ensoleillement à un endroit donné. Il est important de connaître ces variations dans le calcul de productivité d'une installation mais les différences ne sont pas de taille à modifier sensiblement les performances sur le long terme.

Il existe néanmoins un facteur de baisse régulière des performances qui est connu comme la dégradation normale des performances d'une installation photovoltaïque. Celle-ci est inhérente à la technologie photovoltaïque elle-même et conduit en général à des pertes de performances annuelles sous le pourcent. Les modules sont garantis en général pour assurer une performance de l'ordre de 90% après 10 ans et 80% après 20 ans (certains proposent 25 ans). De manière générale, la garantie couvre des dégradations supérieures à 0,6-0,8% par an, avec remplacement des modules le cas échéant. Cette dégradation dépend de la technologie utilisée. Toutes les cellules photovoltaïques se dégradent avec le temps, indépendamment de l'environnement dans lequel elles opèrent. Cette dégradation est normale, et varie autour de 0,5% par an (valeur médiane), 0,7% pour des cellules en silicium cristallin. La dégradation lors de la première année peut dépasser 1%. Ceci est bien connu et pris en compte normalement par les fabricants.

Certaines nouvelles technologies promettent une dégradation plus faible dans le temps, de l'ordre de 0.3% pour l'hétérojonction par exemple. Cette dégradation doit faire partie du calcul de performances et de rentabilité de l'installation, vu qu'il n'existe aucune technologie photovoltaïque qui soit épargnée par cet effet.

Il est important de vérifier pour chaque installation que ce point a bien été pris en compte dans le calcul de performances.

## 3) Dégradation anormale des performances

Les performances d'une installation photovoltaïque peuvent être réduites pour de nombreuses raisons. Celles-ci sont détaillées ci-dessous et impliquent une défaillance partielle ou complète de certains éléments. Un élément courant est la déconnexion d'un onduleur ou sa panne. Dans le cas d'une déconnexion, il est important d'être alerté et de pouvoir le redémarrer, la production étant perdue entre le moment de la déconnexion et le redémarrage. Dans le cas d'une panne, l'effet est le même mais peut être accentué par le temps nécessaire à installer un nouvel équipement. Le monitoring d'une installation en temps réel peut aider à réduire au minimum la perte de production.

Plus insidieuse est la perte de production due à une défaillance partielle ou complète d'un ou des modules. Les causes sont détaillées ci-dessous mais l'effet est clair : on assiste en fonction des cas à des pertes de l'ordre d'une fraction de pourcent (elle est alors noyée dans l'évolution annuelle des performances et n'est pas détectable aisément) jusqu'à des chiffres beaucoup plus importants, pouvant mener dans certains cas à une perte complète de production.

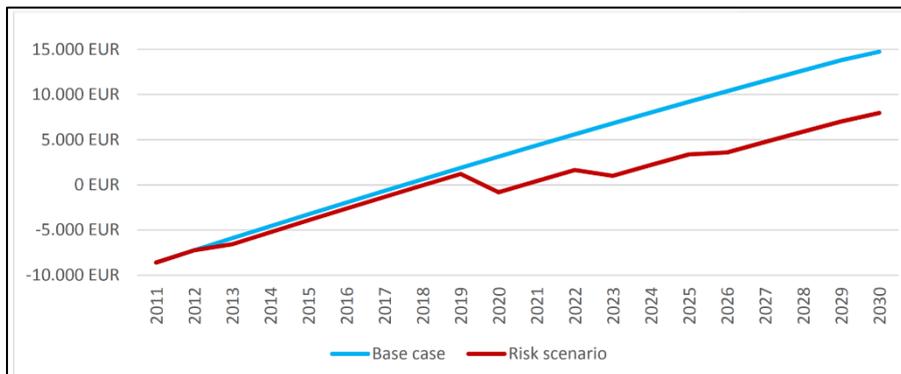


Figure 4 : Exemple de différence entre des cash flows attendus (bleu) et les cash flows réels sur une installation soumise à des risques mal gérés engendrant des pertes de revenus ou des coûts additionnels (Source : Solar Bankability Project 2016).

Comme indiqué ci-dessus, certaines pertes de production sont réversibles, alors que d'autres impliquent un remplacement des composants. Ceci implique une surveillance continue pendant toute la durée de vie de l'installation.

## Risques réglementaires et juridiques

Les risques réglementaires sont de plusieurs natures mais sont tous liés à un changement de réglementation. De nombreux pays européens ont fait l'objet de changement de législation photovoltaïque de manière rétroactive, notamment en Italie, Espagne, Roumanie, République tchèque, Belgique ou même Allemagne. Le terme « rétroactif » est discutable en ce sens que quand bien même l'effet est rétroactif pour le possesseur d'une installation (ce qui revient à diminuer le plus souvent ses revenus alors que l'installation a bénéficié d'une législation à présent modifiée), d'un point de vue légal, il s'agit le plus souvent d'un simple changement législatif. Les cas les plus courants rencontrés ont été les suivants mais cette liste n'est pas exhaustive :

- 1) Modification du niveau du tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque pour des installations existantes.
  - Cette situation s'est produite en Espagne et en Italie notamment. La conséquence a été une réduction parfois significative de la rentabilité des installations. Cette situation a pour origine un développement très rapide et coûteux des installations photovoltaïques dans ces pays qui a engendré une réaction des politiques. D'autres pays ont connu une telle situation.
  
- 2) Modification de la durée de paiement du tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque pour des installations existantes.
  - Cette situation s'est produite en Belgique, avec une réduction du paiement du tarif d'achat (le mécanisme est différent et on parle de « certificats verts » mais l'idée générale est identique). La durée de paiement a été réduite de 15 à 10 ans dans une des trois régions du pays, avec pour conséquence une baisse significative de la rentabilité.
  
- 3) Suppression du paiement du tarif d'achat suite à des erreurs de conformité.
  - L'attribution des tarifs d'achat, qu'il s'agisse du principe même de la rétribution ou du niveau de rétribution accordé, peut être soumise à validation par les autorités compétentes. Ainsi, en France, un nouveau décret rend obligatoire le contrôle de tous les systèmes PV, même existants, par un agent certifié. Cela peut mener à des pertes importantes et inattendues pour le propriétaire si l'installateur n'a pas respecté certaines règles de base, au niveau de la sécurité ou de la configuration spatiales des modules notamment. Ce type de vérification juridique a posteriori a également eu lieu en Italie ces dernières années et a conduit des centaines d'annulation de paiements des tarifs d'achat pour manque de conformité.
  
- 4) Modification des règles liées aux politiques d'autoconsommation.
  - Certains pays ont privilégié des politiques d'autoconsommation spécifiques, dites de « net metering », aussi appelé « compteur qui tourne à l'envers ». Ces politiques qui visent à réduire la facture du consommateur en compensant production et consommation d'électricité photovoltaïque sont vulnérables aux changements de législation tarifaire, que ce soit les frais réseaux ou les frais et taxes additionnels. Ces

modifications des règles de tarification réseau pour des installations existantes, soit à travers des règles plus strictes, soit à travers une taxe spécifique, réduisent la rentabilité de l'installation, parfois de manière conséquente.

- Cette situation pourrait a priori se produire dans tous les pays, en cas de révision des politiques de tarification réseau. Le cas des pays utilisant une contribution spécifique pour financer les tarifs d'achats d'énergie renouvelables, comme la France ou l'Allemagne, a déjà donné lieu en Allemagne à l'obligation de paiement de cette contribution pour des installations photovoltaïques de taille moyenne.

Ces risques sont difficiles à évaluer par nature car ils sont liés à des contextes politiques mouvants. Il existe néanmoins une volonté politique au niveau européen de garantir un cadre stable et équitable pour les producteurs photovoltaïques qui pourrait déboucher sur des règles plus contraignantes. Néanmoins, ces règles n'existant pas pour le moment, il existe un véritable risque réglementaire pour les installations existantes.

## Risques liés au design, transport ou lors de l'installation

La définition du projet, le choix des composants et leur qualité attendue sont essentiels au bon fonctionnement futur de l'installation et à ses performances. On peut les classer en trois catégories principales :

### 1) Design et obtention des permis

Comme pour tous les projets techniques, le design détaillé et complet du système est essentiel. Le design doit toujours être réalisé par un ingénieur qualifié, avec une réelle expérience des installations photovoltaïques. L'installation devra par après être réalisée par un installateur certifié avec une réelle expérience des installations en toiture, en utilisant les spécifications détaillées définies lors du design de l'installation. Pour des installations complexes, cette phase est essentielle et ne saurait être négligée. Ceci est d'autant plus vrai pour des installations BIPV (« intégrées au bâti »), où la compétence spécifique au bâtiment doit être prise en compte.

Dans tous les bâtiments, le designer doit prendre en compte les réglementations en vigueur dans le secteur du bâtiment et de la construction, ainsi que les spécificités photovoltaïques. Les questions de la charge additionnelle que les panneaux imposent à la toiture par exemple, doivent impérativement être réglées dès la phase de design du projet. Les questions comme les impacts de foudre, la neige, le vent, les eaux de pluie, la grêle, voire les tremblements de terre dans les zones exposées, font partie du design du projet. Enfin, la question de la protection contre les risques d'incendie est essentielle elle-aussi. Ces questions qui sont à présent correctement gérées pour les nouvelles installations devraient en général faire l'objet d'un contrôle a posteriori pour des installations plus anciennes, en particulier de type BIPV.

### 2) Orientation et disposition

La question de l'orientation des panneaux est évidemment essentielle. Quand il s'agit d'installer des panneaux sur une toiture inclinée existante, la flexibilité est évidemment inexistante. Néanmoins, il est important de vérifier les conditions d'ombrage au moment de l'installation et durant sa durée de vie. Un ombrage limité peut être acceptable mais doit faire l'objet d'un choix judicieux au niveau de la configuration du ou des onduleurs pour éviter des pertes de production.

L'orientation des panneaux va bien évidemment conditionner la puissance réelle délivrée par l'installation photovoltaïque et doit être calculée précisément pour estimer les revenus de l'installation. Le type d'installation, BAPV ou BIPV est tout aussi important, tout comme la technologie, car la différence de production d'électricité peut différer de manière telle que la rentabilité du système peut en être affectée.

Le design du système doit prendre en compte un certain nombre d'autres éléments qui sont essentiels, et en particulier la facilité d'accès et de maintenance. Dans le cas de toitures plates sur lesquelles les panneaux sont fixés sur des systèmes de montage, la distance entre les rangées de panneaux doit être définie précisément pour éviter l'ombrage dû aux autres panneaux et assurer suffisamment de place pour faciliter la maintenance. Pour ce type de toiture, l'orientation des panneaux doit tenir compte des conditions locales d'ensoleillement.

Le cas des onduleurs est particulier : il dépend du type d'installation. Une installation comportant des panneaux orientés dans des directions différentes doit comporter des onduleurs différents pour chaque ensemble de panneaux. Dans le cas particulier où un ombrage partiel viendrait affecter une partie des panneaux, il peut être utile d'envisager des micro-onduleurs qui permettent de régler ce type de problème. De manière générale, le choix des onduleurs est un choix essentiel à ne pas négliger.

L'installation photovoltaïque doit tenir compte de nombreux paramètres, fonction de la toiture, de l'ensoleillement, de la technologie, du type d'implantation (BAPV, BIPV) etc. Ce qui peut sembler simple au premier abord requiert une compétence spécialisée pour éviter une installation suboptimale, des problèmes de maintenance futurs et des pertes de production, sans parler des dégâts potentiels au bâtiment lui-même.

### 3) Transport et manutention

Le transport des modules photovoltaïques peut engendrer des dégâts visibles ou invisibles qui affecteront la production électrique de l'installation. Les modules photovoltaïques sont fragiles et leur manipulation devrait être assurée avec soin depuis la sortie de l'usine jusqu'à l'installation elle-même. Les fabricants n'ont pris conscience de cette fragilité qu'au cours des dernières années et la manipulation des panneaux lors de l'ensemble du processus de livraison jusqu'à l'installation elle-même doit faire l'objet d'un contrôle strict. Un choc sur le panneau lui-même (lors de la manipulation), voire une chute du panneau, ou le simple fait qu'un technicien marche sur le panneau peut créer des dommages aux cellules, les fracturer de manière invisible, ce qui conduira à des points chauds (hot spots, voire ci-dessous), ou d'autres problèmes dont la conséquence sera la perte de productible. Alors que le design de l'installation a été réalisé parfaitement, il est possible qu'une des causes de perte de puissance provienne d'un panneau endommagé, qu'il est nécessaire de remplacer.

### 4) Installation

Avant installation, il est essentiel de vérifier la qualité des composants. Pour des raisons diverses, certains installateurs n'ont pas toujours eu les moyens techniques ou le temps de procéder à de telles investigations et de nombreux composants qui n'auraient pas dû être installés l'ont été.

Un exemple intéressant est la vérification du niveau de puissance des modules avant installation. Parfois ce niveau est incorrect ou même inconnu. Normalement les modules subissent en fin de production un test dit « flash test ». Celui-ci permet de vérifier instantanément la puissance réelle du module et d'éliminer les modules présentant des défauts ou s'écartant trop de leur puissance nominale. Si ce test s'avère défaillant, le module livré peut fournir une puissance plus faible que la puissance affichée. Ceci peut mener à des problèmes sérieux de pertes de performance par ajout de modules de puissance réduite à une installation non prévue pour cela. Quand bien même le résultat du flash test était correct, le résultat peut ne pas avoir été fourni à l'installateur, ce qui peut conduire de même à placer ensemble des panneaux de puissance différentes.

De manière générale, avant installation, les défauts apparents doivent être vérifiés sous peine d'installer des composants défectueux. La certification des modules doit être fournie et conservée durant leur durée de vie pour des questions évidentes de garantie.

Des procédures claires et précises sont nécessaires pour l'installation et un respect scrupuleux de ces procédures est essentiel. Un exemple parmi d'autres est l'interdiction absolue d'infliger des chocs importants aux modules : que ce soit en marchant dessus ou en les manipulant non

précautionneusement. Lors de l'installation, l'ensemble des composants devra être installé et fixé proprement. Une mauvaise fixation peut endommager les modules, par exemple. Le respect des prescriptions pour les connecteurs est tout aussi crucial : des connecteurs différents peuvent mener à des incompatibilités, pas de passage du courant, voire des arcs électriques, qui peuvent mener à des incendies.

Aujourd'hui, dans le but d'éviter ce type de problème, un contrôle plus strict des entreprises qui installent des panneaux et systèmes photovoltaïques a été instauré dans la plupart des pays européens, en ce compris en France, avec des certifications et labels. Cependant, cela n'a pas toujours été le cas. Dans plusieurs pays, comme en France, mais aussi en Italie ou en Belgique notamment, les incitants financiers très généreux mis en place par les régulateurs dans les années 2008 à 2012 ont créé un véritable « boom » du marché photovoltaïque. La demande a explosé et l'offre a suivi, mais pas toujours la qualité. Des experts auto-déclarés ont offert leurs services d'installateur de système photovoltaïque sans pour autant respecter l'ensemble des précautions susmentionnées. Ainsi, tous les possesseurs de systèmes photovoltaïques ne sont pas égaux face au risque. D'autant plus que la majorité des défaillances est le fruit d'un transport ou d'une installation inadéquate des composants, comme cela sera évoqué par la suite.

## Risques au niveau des composants

Sélectionner les meilleurs composants d'un système PV reste la clé pour optimiser les performances et minimiser les coûts durant la durée de vie de l'installation. Une attention spéciale doit être apportée aux composants principaux, notamment les modules, le ou les onduleurs, et les systèmes de montage. Un coût initial plus élevé peut être la source d'économies importantes lors de maintenance.

Les principaux risques identifiés sont les suivants :

### 1) Modules photovoltaïques

En tant que composant principal d'une installation PV, il est essentiel de maintenir les modules à leur niveau de puissance idéal. Durant toute la vie de l'installation, de nombreuses causes peuvent mener à des défaillances des panneaux, avec pour corollaire, au mieux une perte partielle de puissance, au pire une perte totale. La plupart des défauts peuvent être identifiés visuellement, ou à l'aide d'une caméra thermique. Néanmoins la résolution des problèmes peut s'avérer très complexe.

#### a) Défauts visibles

- i) « Hot spots » (“points chauds”) : ces points chauds sont parfois visibles sans appareillage, tant ils affectent le module. Cela peut être visible des deux côtés, avec parfois un signe clair de dommage dans la backsheet. Cela provient d'une surchauffe d'une cellule qui peut dégrader sensiblement le module. Contrairement à une idée reçue, les panneaux photovoltaïques fonctionnent mieux à basse qu'à haute température. Une trop haute température peut endommager les modules. Les hot spots peuvent apparaître si le panneau est ombragé partiellement, endommagé (par exemple en cas de fissure dans une cellule, fissure causée par un stress mécanique, comme une pression trop importante sur le module) ou en cas d'incompatibilité électrique. La conséquence est une diminution de la production d'électricité. Et comme les cellules dans un panneau sont connectées entre-elles, une seule cellule endommagée peut conduire plusieurs cellules à mal fonctionner. Ceci peut être résolu en supprimant le problème d'ombrage, et en optimisant les connexions électriques. En fonction des cas, le panneau doit parfois être remplacé. L'identification des hot spots se fait avec un instrument de mesure infrarouge qui doit être manié par un professionnel.
- ii) Défaut de la « backsheet » : dans le cas des panneaux utilisant une feuille de plastique au dos du panneau (la majorité des systèmes), cette feuille (dite « backsheet ») peut avoir été endommagée. Les backsheets sont particulièrement vulnérables aux effets cumulés des conditions climatiques. L'adhésion de la backsheet, sa résistance aux UV, sa résistance mécanique sont tous des facteurs critiques pour sa longévité et donc pour celle du module. Après les cellules endommagées, les dégâts à la backsheet sont une des causes les plus fréquentes de défaut des modules et de dégradation accélérée des performances. Une backsheet endommagée peut laisser entrer l'humidité, rompant l'isolation électrique, entraînant une corrosion des contacts etc. Cela peut engendrer des courts-circuits, des défauts de mise à la terre, et des problèmes de sécurité sérieux. De manière générale on constate que les défauts pour les panneaux en toiture sont deux fois plus élevés que les panneaux installés au sol.

- Un des défauts les plus constatés sur les backsheet est le jaunissement de celle-ci, qui est en général causé par un rayonnement UV non filtré. Ceci entraîne des modifications chimiques qui altèrent les propriétés physiques de la backsheet.
- Des craquelures peuvent apparaître dues à des défauts de fabrication, avec certains matériaux, avec le même effet : une réduction des capacités mécaniques et à terme une dégradation des performances.
- Pour certains matériaux, ce sont des défauts créés accidentellement, soit durant le processus de fabrication, soit durant le transport et la pose qui endommagent durablement la backsheet.

### iii) Verre abîmé ou rayé

Les modules possèdent de manière quasi-générale une couche de verre en surface qui sert à la fois à rigidifier le module et à le protéger, tout en laissant passer la lumière vers les cellules. Les rayures sur le verre présentent un risque majeur pour le module. Souvent, ces rayures ou pire, des cassures, proviennent d'une mauvaise manutention des modules, soit à l'usine, soit lors du transport ou de l'installation. Alors que de petites rayures peuvent causer un léger ombrage sur les cellules, de plus grandes ou plus profondes rayures peuvent avoir endommagé le traitement de surface anti-réflexion, ce qui modifie la transmittance de la lumière. Une fois le traitement de surface endommagé à un endroit, il y a risque important de délamination sur l'ensemble du module, avec modifications des performances. En cas de cassure, on parlera de problème d'isolation, de pénétration de l'humidité et donc de risque de destruction complète du module. De manière générale, les modules devraient avoir été inspectés proprement lors de l'installation et vérifiés régulièrement.

### iv) Cassure partielle ou totale du module

Une rupture du module peut provenir des différentes causes. Des impacts physiques (coups, chute, installateur marchant sur le panneau par mégarde...) la pression due à un vent violent, ou des problèmes de fabrication peuvent mener à une rupture physique des éléments constitutifs du panneau.

- Les micro-fractures au niveau des cellules ne sont pas visibles par inspection visuelle (sauf présence de « snail trails », voir ci-dessous) mais peuvent avoir un impact énorme sur leur production d'électricité. Ces fractures réduisent l'efficacité et la production d'électricité si elles isolent de portion de cellule. En fonction de la surface de cellule isolée par des fractures, il est possible de déterminer l'impact sur la production d'électricité de la cellule et donc du module.
- Les fractures dans la couche de verre peuvent modifier les propriétés physiques du verre et réduire le passage de la lumière.
- Les fractures dans la backsheet peuvent engendrer des défauts d'isolation et de la corrosion.

La question du remplacement des panneaux est posée, mais elle n'est pas si évidente. Sur les très grandes installations, des panneaux supplémentaires sont souvent achetés pour remplacer les panneaux défectueux. Mais sur des installations de plus petite taille, ceci n'est presque jamais fait, pour des questions pratiques et économiques. En fonction de la perte de performance, la question du remplacement ou non se posera et devra être tranchée par un expert en fonction de la situation réelle.

#### v) Décoloration visible

Une décoloration visible est un défaut courant qui réduit la quantité de lumière qui atteint les cellules. L'effet est une diminution de la production d'électricité. La seule option pour retrouver la puissance initiale est de changer le panneau. À nouveau, il s'agit de peser le pour et le contre du remplacement si le problème survient.

#### vi) « Snail trails »

Depuis quelques années, des traces sont apparues sur certains panneaux en silicium cristallin. Ces traces ont reçu le nom de « traces d'escargots » mais elles proviennent de micro-fractures dans les cellules, qui génèrent des traces visibles dues à des remontées d'humidité. Toutes les micro-fractures ne conduisent pas à des pertes de production d'électricité ou un endommagement de la cellule mais cette possibilité existe. Un test d'électroluminescence reste le moyen le plus sûr de vérifier si la fracture est susceptible de causer une perte de productible. De manière générale, les traces apparaissent rapidement durant les premiers mois d'exposition en extérieur et se stabilisent par après.

#### b) Défauts non-visibles

##### i) PID

PID signifie en anglais "Potential Induced Degradation" ou dégradation induite par une différence de potentiel. Ceci peut se produire quand la différence de potentiel au niveau du module entraîne une mobilité des ions entre le semiconducteur (la cellule) et d'autres éléments du module (verre, cadre...). Ceci entraîne une dégradation de la puissance maximale de sortie du module (MPP) mais aussi la tension de sortie (VoC). Ceci est causé par une combinaison entre le module lui-même et son environnement. Comme l'environnement ne peut évidemment pas être modifié, il est essentiel de prévoir des modules qui sont à la base protégés (en théorie) contre l'effet PID. Selon certains fabricants, une meilleure encapsulation et une barrière de diffusion offrirait une meilleure protection contre le PID. Une autre solution qui semble plus réaliste consiste à connecter à la terre la partie négative du système. Certains onduleurs comportent un égaliseur de charge. Quand l'onduleur est inactif la nuit, l'égaliseur applique une tension inverse aux panneaux qui annule l'effet PID. De manière générale, une partie de l'effet PID est réversible, mais cela nécessite de traiter correctement l'installation. À nouveau, ceci requiert de passer par des acteurs professionnels.

##### ii) LID

LID signifie en anglais "Light Induced Degradation", ou dégradation induite par la lumière. Cette dégradation est liée aux réactions physiques à travers les jonctions p-n des cellules des modules PV. Lors de la première exposition d'un module, une première dégradation se produit, qu'on pourrait appeler « stabilisation de puissance ». Ceci est mentionné dans les feuilles de données des modules fournis par les fabricants et est normalement prise en compte lors du dimensionnement du système. La dégradation ultérieure qu'on pourrait appeler « dégradation continue du niveau de puissance » dure pendant toute la durée de vie du module et se situe comme nous l'avons vu auparavant sous le % annuel. Toute dégradation supérieure provient d'un problème au niveau du module ou de l'installation elle-même.

#### c) Autres défaillances

D'autres problèmes peuvent survenir au niveau d'un module, comme la défaillance d'une diode de bypass ou d'une boîte de jonction. Des problèmes de boîtes de jonction ont créé des incendies par le passé. Ces défauts nécessitent le remplacement ou à tout le mieux la réparation du module.

Mais on retrouve aussi des cas plus graves comme la délamination du module, avec pénétration d'humidité telle que le module est perdu. Le cadre peut aussi (si cadre il y a) avoir été endommagé, soit lors de l'installation, soit lors de la manutention ou d'un évènement extérieur. On doit également mentionner les cas où l'encapsulant change de couleur (jaune, brun) et perd ses propriétés isolante ou adhésive.

En règle générale, les défauts mentionnés en détail ci-dessus sont les plus courants, mais il existe une série d'autres défauts moins souvent rencontrés.

## 2) Onduleurs photovoltaïques

Le second élément essentiel d'une installation photovoltaïque est l'onduleur (ou les onduleurs). Celui-ci permet de transformer l'électricité DC (courant continu) produit par le module en électricité AC (courant alternatif) compatible avec les réseaux électriques. Il existe trois catégories d'onduleurs :

- L'onduleur central unique, pour tous types d'installations. Leur durée de vie est de 10 à 12 ans en moyenne (plus ou moins 3 ans) et la plupart des modèles d'affaire proposent un remplacement après 13 ans. Cela implique une durée de vie différente de celle des panneaux et donc un remplacement anticipé. Ce fait est illustré par les données présentées sur la Figure 5.
- Les onduleurs de type « string » qui sont connectés à une série de panneaux.
- Les micro-onduleurs attachés à chaque module. Ceux-ci représentent une fraction du marché mais deviennent plus populaires année après année, principalement pour des installations de petite taille. Ceux-ci pourraient avoir une durée de vie similaire à celle du système et donc éviter un remplacement en cours de durée de vie.

De manière générale leur durée de vie dépend de l'environnement. Si celui-ci est chaud et humide, la durée de vie sera réduite. Il est conseillé de les placer dans des pièces plutôt fraîches et ventilées.

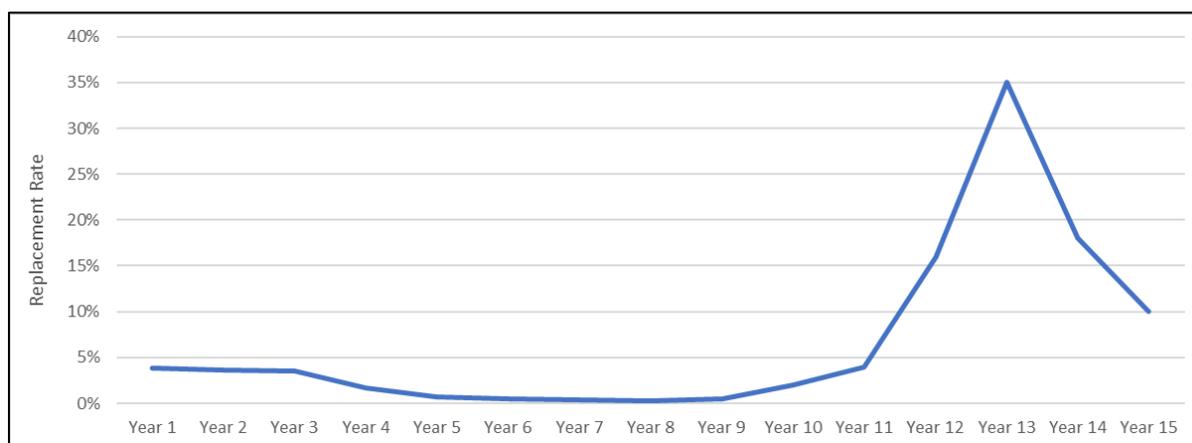


Figure 5 : Taux de remplacement moyen des onduleurs au cours de leur durée de vie théorique (Sources : Becquerel Institute et 3E).

Les principaux problèmes rencontrés par les onduleurs conduisent en général à leur défaillance ou à une perte de production temporaire le temps de les redémarrer. De la même manière que les modules, les onduleurs subissent des défauts, impliquant leur remplacement, dans les premières années avant que le taux de défaut chute.

Un cas typique de dysfonctionnement est la panne du ventilateur de l'onduleur ou un encrassement des aérateurs qui peut entraîner une surchauffe et en général des dégâts aux composants électroniques. Pour se protéger, la plupart des onduleurs réduisent la puissance pour éviter une surchauffe. La solution est soit un changement de ventilateur, soit un nettoyage des aérateurs, soit un remplacement pur et simple de l'onduleur.

Un onduleur frappé par la foudre peut être sérieusement endommagé. La protection contre la foudre est un aspect important et ses effets peuvent être dévastateurs. Une protection efficace demande de travailler à différents niveaux, en partant d'une mise à la terre pour rediriger l'énergie d'un impact de foudre. Mais ceci ne suffit pas, la foudre peut créer une surcharge dans le système, ce qui nécessite un équipement approprié.

### c. Reste du BoS (Balance of Systems)

Le reste de l'équipement d'une installation photovoltaïque peut aussi subir des dommages pendant son existence et requiert d'être maintenu proprement. Les systèmes de montage doivent être entretenus proprement, les systèmes auxiliaires comme les batteries, s'il y en a, peuvent subir des dommages dans le temps et bien sûr les câbles peuvent être endommagés.

Quelques exemples parmi d'autres peuvent être notés :

- Les câbles peuvent être endommagés par des rongeurs. Ceci s'est produit sur nombre d'installations et sur de grandes installations, l'identification du ou des câbles défectueux peut s'avérer coûteux en temps et en ressources.
- Les câbles peuvent souffrir des conditions climatiques et principalement du rayonnement UV qui peut endommager la gaine protectrice. Le problème est similaire à celui de la dégradation par des rongeurs.
- Dans le cas des installations en toiture, le cas de la croissance de la végétation est moins important que pour les installations au sol mais il existe nombre de cas de plantes grimpantes ayant provoqué de l'ombrage ou des dégâts à l'installation.
- Des câbles peuvent aussi avoir été oubliés, principalement sur de très grandes installations où l'impact n'est pas directement visible.
- Les moteurs des suiveurs solaires peuvent tomber en panne s'ils sont utilisés mais dans le cas d'installations en toiture, ce problème est marginal.
- La mise à la terre n'a pas été correctement réalisée ou a évolué avec le temps.
- La toiture du bâtiment a bougé suite à des contraintes mécaniques et impacte le fonctionnement correct de l'installation.

De manière générale le BoS (Balance of Systems) engendre moins de problèmes que les composants « cruciaux » que sont les modules et les onduleurs mais ne demandent pas moins un suivi précis et professionnel.

## Risques liés à la maintenance

Après sélection et validation des meilleurs équipements, une maintenance effective du système garantira la rentabilité attendue pendant la durée de vie du système.

La première priorité est l'application d'un plan de sécurité strict qui doit protéger les opérateurs et les occupants du bâtiment. De manière générale, seuls des professionnels qualifiés devraient avoir accès à l'installation.

La maintenance comporte en général les points suivants qui devraient faire partie de tout contrat avec le propriétaire et/ou l'utilisateur de l'installation :

- Maintenir le système dans un état en ligne avec les spécifications des fabricants.
- Fournir les pièces de rechange en cas de besoin et être capable de réorganiser l'installation le cas échéant.
- Nettoyer régulièrement les composants.
- Remplacer les composants défectueux et faire jouer les garanties.
- Maintenir les dossiers à jour et conserver les relevés de production.
- S'assurer que les assurances sont à jour (composants, vol, incendie, dégâts au bâtiment...)

Certaines actions plus spécifiques peuvent être ajoutées :

- Vérification préventive de l'installation après un évènement climatique sévère (tornade, ...)
- Réaliser des tests d'isolation électrique de l'installation au moins tous les trois ans.
- Réaliser une analyse thermographique de tous les composants électriques (onduleurs, câblages, modules) chaque année.
- Réaliser une inspection régulière des onduleurs de manière visuelle.
- Tester les onduleurs annuellement pour s'assurer de leur fonctionnement dans les normes admises par le fabricant.
- Inspecter la toiture du bâtiment pour vérifier l'absence d'infiltrations d'eau et procéder aux réparations si nécessaire avant dégâts.
- Ajuster la fréquence des inspections et tests en fonction des pratiques recommandées en vigueur.
- Inspecter les assemblages au moins une fois par an pour garantir que les connexions mécaniques entre panneaux et supports ne sont pas corrodées ou détachées. De même pour tous les aspects de la structure de montage.
- Remplacement des fusibles si nécessaire.
- Réparation des dégâts dus à la foudre si nécessaire.
- Réparation des dégâts dus au vandalisme ou durant le nettoyage.
- S'assurer de la cohérence des données mesurées et vérifier les causes d'écarts par rapport aux attentes sur le productible.

Cette liste n'est pas exhaustive et il est impératif pour tout professionnel de la maintenance et du monitoring de se référer à des listes complètes (et par conséquent beaucoup plus longues) de vérifications communément adoptées et reconnues dans le secteur. Certaines sont disponibles publiquement et gratuitement afin d'assurer une transparence complète. La liste proposée par

l'association SolarPower Europe pour une maintenance annuelle complète est une « check-list » de plus de 350 points.

Les services de maintenance, qu'ils soient préventifs ou correctifs, sont systématiquement proposés aux investisseurs professionnels, dans le cadre d'installations photovoltaïques au sol. Les installations en toitures ne doivent cependant pas être négligées. Comme déjà mentionné, celles-ci sont sujettes à des risques potentiellement plus importants que les installations au sol étant donné leur position unique en surimposition ou intégration à l'enveloppe des bâtiments. Un contrat de maintenance et de monitoring professionnel est impératif, tant pour des raisons de sécurité que de maintien des performances, donc de rentabilité. De plus, il est impératif que toute réparation ou interaction avec le système soit effectuée par un professionnel dans le respect des règles définies par les garanties, y compris pour le nettoyage des panneaux.

Les problèmes suivants se rencontrent régulièrement et devraient être gérés systématiquement. De manière générale, la maintenance peut être préventive ou corrective. Une bonne base consiste à planifier des inspections régulières et à identifier les composants à remplacer ou réparer préventivement. La maintenance corrective consistera à réparer les problèmes après leur survenance.

#### 1) Absence de monitoring supervisé

Un aspect important d'une opération de qualité est le monitoring des performances de l'installation. Ceci permet de fournir des données qui permettront d'identifier les problèmes survenus sur l'installation avant que l'impact ne devienne trop important. En fonction de la taille de l'installation, le monitoring sera plus ou moins important mais dans tous les cas il est essentiel. Un point de comparaison basé sur les données météorologiques est nécessaire pour comparer les données de production réelles et les données théoriques. Les performances doivent être mesurées au moins une fois par jour. La plupart des onduleurs modernes comportent des instruments de monitoring mais cela n'a pas toujours été le cas et les plus anciens ou plus bas de gamme ne permettent pas d'accéder à ces données. Il peut être utile d'ajouter un système de mesure si celui-ci n'est pas disponible et de s'assurer que l'envoi des données fonctionne de manière quotidienne.

L'absence de monitoring ne permet pas d'identifier les problèmes avant la fin d'une année complète, avec le risque de perte importante de productible.

Un monitoring correct est donc réalisé chaque jour, avec production d'un rapport mensuel, avec des indicateurs clairs. Les incidents doivent être centralisés ainsi que chaque opération de correction ou réparation.

Si les tâches mentionnées précédemment sont réalisées de manière régulière, les risques de perte de revenus devraient être réduits significativement.

Un monitoring n'est néanmoins pas suffisant dans la mesure où l'analyse des résultats requiert en général une qualification spécifique. Il est hautement recommandé que le monitoring soit réalisé par des spécialistes avec un contrat de maintenance permettant une résolution rapide et si nécessaire préventive des problèmes.

## 2) Nettoyage

L'expérience montre que les pertes de puissance dues à la saleté des modules peuvent atteindre de 0,3 à 15% en fonction de l'emplacement et l'orientation de l'installation.

Un cas particulier se présente avec la neige, par exemple, qui peut être facilement enlevée d'un panneau utilisé dans une installation résidentielle mais ce n'est pas le cas pour une installation de type « commerciale » ou « industrielle » en toiture. Il faudra de plus faire attention à ne pas griffer les modules, avec les conséquences vues ci-dessus. En règle générale, la neige est un problème compliqué car des panneaux qui seraient couverts par la neige ne produisent plus. Même en cas de fonte partielle, le bas du panneau restant couvert, la production reste nulle. De manière générale il est préférable de ne rien faire. Néanmoins, la fonte laisse souvent une couche de saleté en bout de panneau qu'il faudra nettoyer.

La saleté est problématique dans des environnements poussiéreux. Et la seule solution reste le nettoyage, bien que celui-ci soit coûteux. La pluie seule ne permet pas toujours un nettoyage optimal dans tous les cas : néanmoins cela fonctionne correctement dans la plupart des cas. L'arrivée de la pluie implique de reporter un nettoyage qui deviendrait inutile ou non justifié économiquement. On considère que pour une installation commerciale, le coût de la perte de production justifie plusieurs nettoyages par an. Une inclinaison faible demandera par exemple plus de nettoyage qu'une inclinaison élevée. Mais cette analyse doit être réalisée par un expert, au moyen de logiciels spécialisés et d'un monitoring précis.

## 3) Fin de vie

La question de la fin de vie d'une installation mérite d'être posée, vu le coût potentiel de démantèlement, dans le respect des règles sur la fin de vie des équipements électriques et électroniques en Europe.

## Quelques autres défauts répertoriés

### 1) Incendie et dégâts divers

Quelques cas d'incendie ont été constatés, soit provenant d'une boîte de jonction ou d'un autre élément. Mais de manière générale une partie ou la totalité d'une installation peut être détruite suite à un incendie non lié à l'installation elle-même.

D'autres dégâts comme ceux liés à une averse de grêle, ou du vol, ou d'autres types de dégradation, volontaire ou fortuite, requièrent à chaque fois une réflexion sur la poursuite des opérations et le remplacement ou non des composants défectueux ou manquants. Cette situation implique de manière générale l'appel à la garantie si elle est applicable mais aussi la recherche d'un acteur à même de remettre l'installation en état de fonctionnement.

### 2) Le vol ou le vandalisme

Le photovoltaïque n'est pas épargné par le vol ou le vandalisme et de nombreux cas ont été répertoriés. La baisse du prix des panneaux devrait entraîner logiquement une diminution des cas de vol mais de manière générale, tant le vol que le vandalisme existent et doivent être pris en compte. La survenance d'un vol d'une partie des panneaux d'une installation entraîne des conséquences identiques à celles d'autres problèmes qui impliqueraient un remplacement.

### 3) Garantie : évolution des technologies et disparition des acteurs

L'évolution des technologies au fil du temps pose un problème de pièces de rechange. Si la question ne se pose pas réellement pour les onduleurs (il est toujours possible de trouver un onduleur de puissance équivalente), elle l'est pour tous les composants dont la technologie évolue et en particulier les modules. Dans une installation, tous les modules raccordés ensemble en un « string » (c'est-à-dire une rangée de modules connectés en série) doivent avoir une puissance similaire à quelques watts près. La défaillance d'un ou plusieurs modules dans une installation déjà ancienne peut poser problème pour trois raisons :

- L'inexistence dans la gamme du fabricant d'un module de puissance équivalente : les efficacités augmentent et de fait les puissances à taille et forme équivalente augmentent, rendant difficile la substitution d'un module par un autre au cours de la durée de vie. En considérant que les efficacités augmentent en moyenne de 0,5% par an, un module de 300 W sera remplacé par un module de 345 W seulement 5 ans plus tard. Ce problème requiert souvent de repenser la configuration de l'installation photovoltaïque.
- L'inexistence d'un module de forme et d'aspect équivalent : si les puissances augmentent, les formes et aspects (et c'est encore plus vrai pour le BIPV que le BAPV) évoluent aussi. Certains modules à couches minces ne sont plus fabriqués, la couleur n'est pas toujours disponible, etc.
- La disparition pure et simple du fabricant : avec la consolidation du marché, de nombreux acteurs ont purement et simplement disparus, laissant la question de la garantie ouverte ou transférée à d'autres. Bien qu'il existe un marché de l'occasion, tout défaut survenant après plusieurs années peut rapidement devenir un problème majeur à gérer pour un propriétaire d'installation photovoltaïque.

## Impact sur les performances et la rentabilité

Toutes les défaillances n'ont pas le même impact sur la rentabilité du système. Le projet européen Solar Bankability<sup>1</sup> a défini une méthodologie permettant l'estimation des coûts liés à des défaillances survenant au niveau de plusieurs types de composants. Ces coûts sont estimés comme la somme des coûts liés au non-fonctionnement de l'installation (en tout ou partie) et la perte de production et donc de revenu y étant lié, et des coûts dû aux travaux mis en œuvre pour résoudre ces défaillances. Ils ont suivi et analysé pratiquement 1000 installations pendant plusieurs années, en France, Royaume-Uni, Belgique, Allemagne et Italie, pour un total de presque 2 millions de modules PV et de plus de 10 000 onduleurs. Les résultats principaux de leurs recherches sont exposés ci-après.

En fonction du type de composant et du segment de marché, les risques varient et les coûts qui y sont liés également. Le graphique suivant donne une idée de la situation en ce qui concerne les modules photovoltaïques.

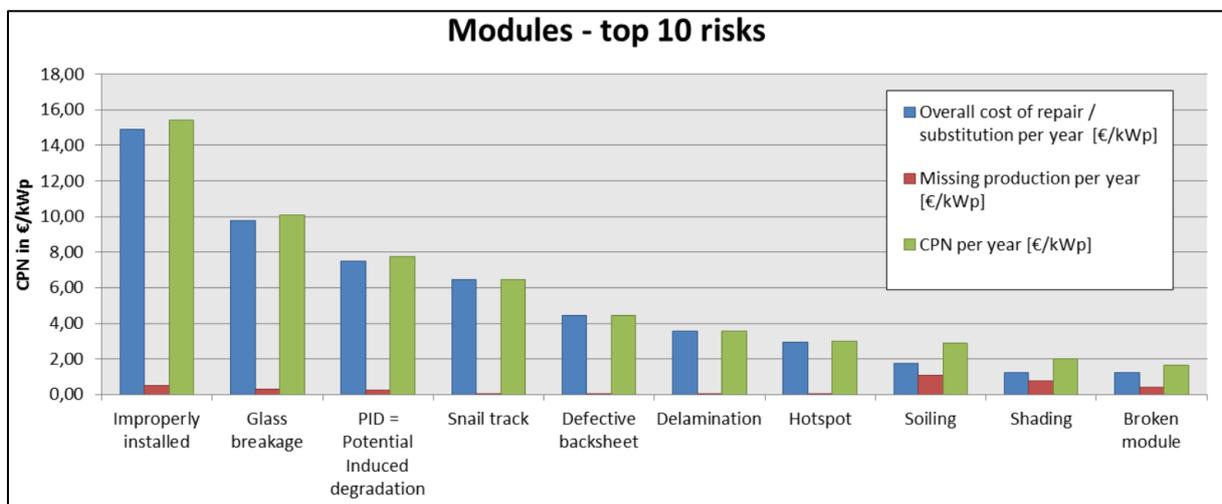


Figure 6 : Les 10 risques techniques les plus importants pour les modules PV, classés en fonction des coûts y afférant (Source : Solar Bankability).

Sur une installation de taille moyenne, avec une capacité totale égale à 250 kWp par exemple, le montant à mobiliser suite à l'apparition de l'une seule de ces défaillances peut rapidement se chiffrer en plusieurs centaines voire milliers d'euros. De plus, cette estimation tient compte du fait que le problème est effectivement détecté. Sans un monitoring et un contrôle adapté, le problème en question pour rester inconnu. La perte financière liée à la baisse de production serait alors encore plus importante. Sans parler du fait qu'une non-détection prolongée pourrait rendre le problème irréversible (par exemple dans le cas du PID), ou entraîner des dégâts au reste de l'installation par une réaction en chaîne (par exemple, dans le cas des « hotspots »).

Il est aussi intéressant de noter, en comparant les résultats de ce graphique au tableau ci-dessous, que ce ne sont pas toujours les problèmes les plus fréquents qui ont le plus d'impact sur la rentabilité d'une installation. Par exemple, un module cassé (« broken module »), peu en importe la cause, sera plus

<sup>1</sup> <http://www.solarbankability.org>

facile à détecter et donc moins coûteux à remplacer qu'une défaillance comme le PID ou une installation inadéquate.

Failures	No. Tickets	No. Cases	No. Components	Overall cost of repair / substitution per year [€/kWp]	Overall cost of repair / substitution per year for affected plants [€/kWp]	Missing production per year [€/kWp]	Missing production per year for affected plants [€/kWp]	CPN per year [€/kWp]	CPN ratio [-]
Improperly installed	41	145603	1961147	14.92	58.11	0.52307	1.94	15.45	3.89
Glass breakage	55	43830	1961147	9.79	18.47	0.31425	0.57	10.10	1.89
PID = Potential Induced degradation	3	33618	1961147	7.51	129.39	0.24103	5.12	7.75	17.23
Snail track	11	28975	1961147	6.46	42.84	0.02117	0.14	6.48	6.63
Defective backsheet	33	19835	1961147	4.42	8.26	0.01449	0.03	4.43	1.87
Delamination	16	16045	1961147	3.58	41.18	0.01172	0.08	3.59	11.52
Hotspot	20	13288	1961147	2.96	10.65	0.01753	0.06	2.98	3.60
Soiling	35	153408	1961147	1.77	4.68	1.09761	3.04	2.87	2.64
Shading	49	109165	1961147	1.24	2.11	0.78106	1.41	2.02	1.70
Broken module	78	5508	1961147	1.26	3.23	0.39417	1.01	1.65	2.57
Failure bypass diode and junction box	19	6532	1961147	1.47	6.83	0.15432	0.69	1.62	4.66
Overheating junction box	2	6714	1961147	1.50	30.94	0.00490	0.11	1.50	20.68
Corrosion of cell connectors	5	4924	1961147	1.10	23.29	0.00360	0.07	1.10	21.22
Cell cracks	8	916	1961147	0.20	1.57	0.00067	0.01	0.20	7.67
Corrosion in the junction box	4	354	1961147	0.08	3.55	0.00026	0.01	0.08	44.96
Theft of modules	2	269	1961147	0.04	49.50	0.01925	25.53	0.06	1212.74
Missing modules	7	34	1961147	0.01	0.09	0.00243	0.03	0.01	11.86
Module damaged due to fire	2	31	1961147	0.00	0.26	0.00222	0.10	0.01	56.16
EVA discoloration	23	78952	1961147	0.00	0.00	0.00001	0.00	0.00	3.55

Tableau 1 : Les défaillances techniques constatées pour les modules PV (Source : Solar Bankability).

Ensuite, lorsque l'on analyse plus en détails les résultats présentés dans le tableau ci-dessus, il apparaît clair qu'une écrasante majorité des défaillances techniques est le résultat d'une erreur humaine, pratiquement 90% des problèmes constatés. C'est-à-dire qu'elles trouvent leur cause entre le moment où le module sort de l'usine et où il est branché sur site. Cela démontre qu'il est absolument impératif de faire appel à des installateurs professionnels et que les systèmes photovoltaïques ayant été installés par des individus à l'expertise douteuse sont particulièrement sujets à des pertes de production inattendues.

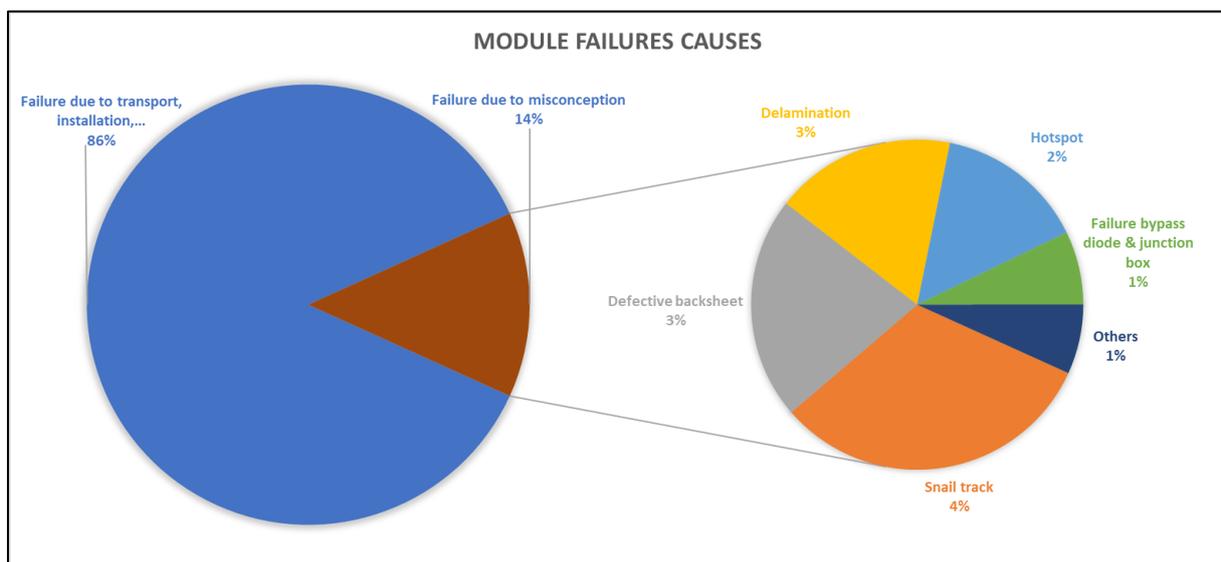


Figure 7 : Les risques de défaillances techniques pour les modules PV, selon leur source (Source : Becquerel Institute sur la base de Solar Bankability).

Ces conclusions sont également applicables à l'autre composant crucial constitutif des systèmes PV, c'est-à-dire les onduleurs (« *inverters* »). Cela est même encore plus flagrant dans ce cas. Comme visible dans le tableau ci-après, les quatre causes principales de défaillance technique sont « installation inadéquate » (« *wrong installation* », « défaillance du ventilateur et surchauffe » (« *fan failure and overheating* »), « erreur due à la mise à la terre » (« *fault due to grounding issue* ») et

« connexion inadéquate » (« *wrong connection* »). Ils sont responsables d'environ 88% de l'ensemble des défaillances techniques constatées. Quatre causes qui peuvent être directement imputées à une erreur humaine, qu'elle soit elle-même le fruit d'un manque de compétence ou d'attention. Cela est d'autant plus important à mettre en avant que ces types de défaillances sont également en première position en ce qui concerne leur coût total, comme visible sur la Figure 8. Toutefois, il convient de faire remarquer que bien que non-négligeable, l'impact monétaire des défaillances survenant au niveau de l'onduleur est généralement moindre que lorsqu'il s'agit du module.

Failures	No. Tickets	No. Cases	No. Components	Overall cost of repair / substitution per year [€/kWp]	Overall cost of repair / substitution per year for affected plants [€/kWp]	Missing production per year [€/kWp]	Missing production per year for affected plants [€/kWp]	CPN per year [€/kWp]	CPN ratio [-]
Wrong installation	271	1239	11191	0.87	8.13	1.56	8.52	2.43	9.32
Fan failure and overheating	22	537	11191	0.43	2.71	1.35	16.26	1.78	6.30
Inverter not operating (inverter failure or de	8	62	11191	0.10	0.40	0.78	3.85	0.88	4.10
Burned supply cable and/or socket	2	55	11191	0.09	20.06	0.69	41.96	0.78	229.81
Error message	4	16	11191	0.03	1.62	0.20	8.67	0.23	63.71
Switch failure/damage	4	14	11191	0.02	3.78	0.18	20.69	0.20	170.17
DC entry fuse failure causing or caused by	4	14	11191	0.02	0.18	0.18	7.65	0.20	8.23
Fault due to grounding issues, e.g. high humi	17	120	11191	0.04	0.10	0.15	0.79	0.19	2.60
Polluted air filter - derating	8	45	11191	0.04	0.39	0.11	11.00	0.15	10.80
Wrong connection (positioning and number	25	115	11191	0.08	1.06	0.07	0.47	0.15	14.04
Inverter theft or vandalism	2	7	11191	0.04	44.12	0.09	39.30	0.12	1212.74
Inverter pollution	6	37	11191	0.02	0.18	0.00	0.23	0.03	8.02
Inverter wrongly sized	5	6	11191	0.00	98.73	0.01	16.91	0.01	23397.28

Tableau 2 : Les défaillances techniques constatées pour les onduleurs (Source : Solar Bankability)

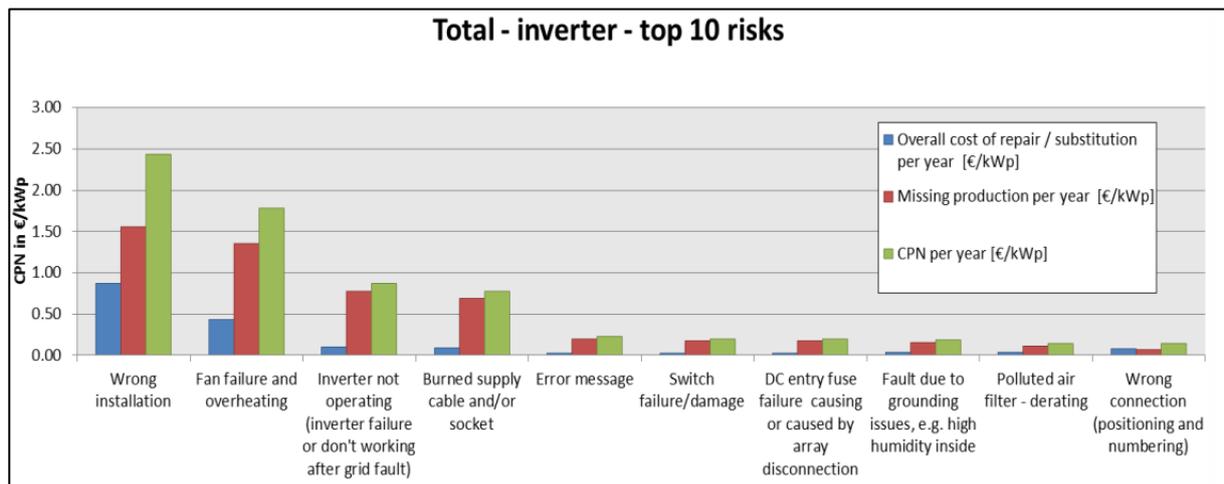


Figure 8 : Les 10 risques techniques les plus importants pour les onduleurs PV, classés en fonction des coûts y afférant (Source : Solar Bankability).

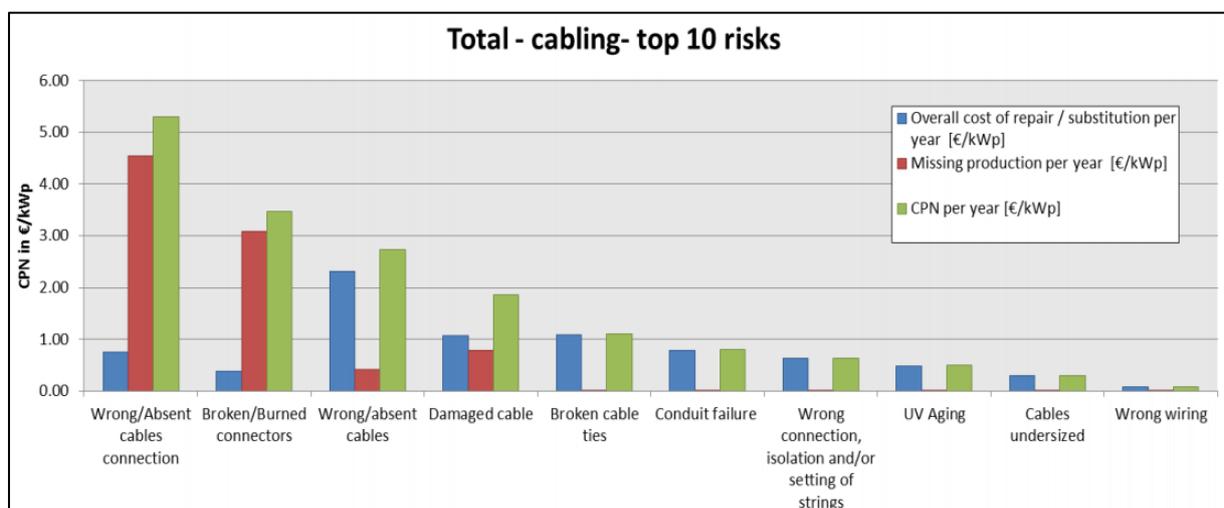


Figure 9 : Les 10 risques techniques les plus importants pour le câblage d'un système PV, classés en fonction des coûts y afférant (Source : Solar Bankability).

L'étude des défaillances liées au câblage des installations livre un constat similaire, comme visible sur la Figure 9. Parmi le top 3 des risques en termes de coûts, 2 peuvent être clairement imputer à une erreur d'installation : « connecteur de câbles absent ou inadéquat » ou encore pire : « câble absent ou inadéquat ». Enfin, bien que l'impact monétaire soit moins important, les défaillances techniques au niveau des coffrets de regroupement (où le câblage différentes « string » ou rangées de modules connectées en série sont regroupés) sont aussi possibles et ont également un coût qui peut s'avérer non-négligeable lorsque l'on parle d'une installation de plusieurs dizaines voire centaines de kWp.

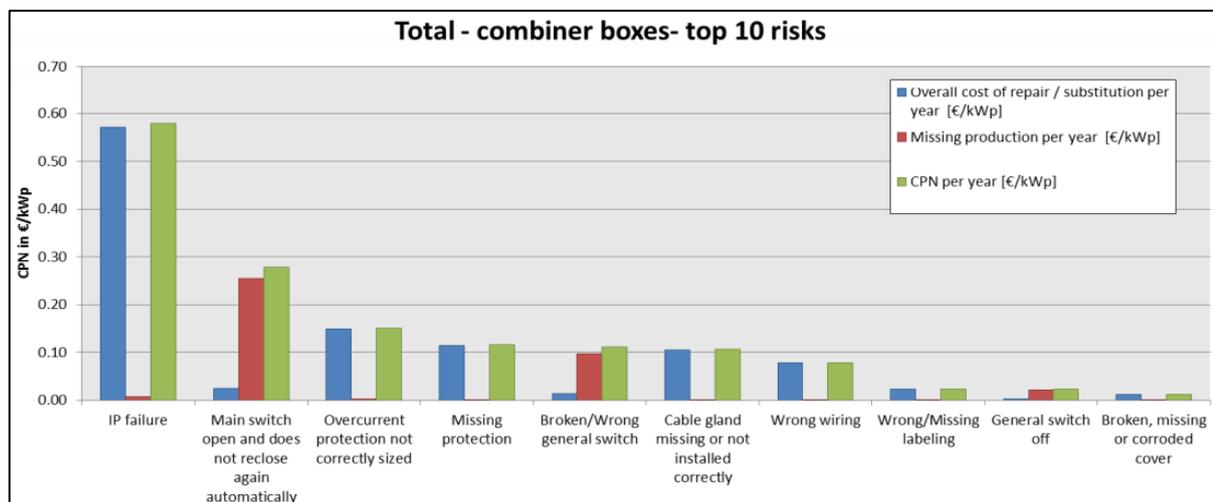


Figure 10 : Les 10 risques techniques les plus importants pour les coffrets de regroupement PV, classés en fonction des coûts y afférant (Source : Solar Bankability).

Les chercheurs du projet Solar Bankability ont également investigué la question du coût des mesures préventives pouvant permettre d'éviter les problèmes constatés ci-dessus. Les principales mesures préventives ayant été investiguées, qui par ailleurs sont liés à la maintenance et la surveillance de l'installation, sont listées dans le tableau ci-dessous. Le coût annuel qui lié à chacune d'elle s'y trouve également. Différents scénarios sont présentés car en fonction du type d'installation (toiture ou sol), de la localisation ou encore de la taille du système, le coût peut varier.

Mitigation measure	Defined costs Scenario 1 (medium costs)	Defined costs Scenario 2 (low costs)	Defined costs Scenario 3 (high costs)
Component testing – PV modules	3 €/kWp (0.15 €/kWp/year)	1 €/kWp (0.05 €/kWp/year)	10 €/kWp (0.5 €/kWp/year)
Design review + construction monitoring	20 €/kWp (1 €/kWp/year)	10 €/kWp (0.5 €/kWp/year)	40 €/kWp (2 €/kWp/year)
Qualification of EPC	3 €/kWp (0.15 €/kWp/year)	1 €/kWp (0.05 €/kWp/year)	10 €/kWp (0.5 €/kWp/year)
Advanced monitoring system	2 €/kWp/year	1 €/kWp/year	3 €/kWp/year
Basic Monitoring system	0.5 €/kWp/year	0 €/kWp/year	1 €/kWp/year
Advanced Inspection	2 €/kWp/year	1 €/kWp/year	3 €/kWp/year
Visual Inspection	1 €/kWp/year	0.5 €/kWp/year	2 €/kWp/year
Spare part management	10 €/kWp (0.5 €/kWp/year)	2 €/kWp (0.1 €/kWp/year)	20 €/kWp (1 €/kWp/year)

Tableau 3 : Les défaillances techniques constatées pour les modules PV (Source : Solar Bankability).

Le coût de ces mesures préventives peut varier fortement de l'une à l'autre mais dans l'ensemble il apparaît limité. Surtout au regard des effets bénéfiques potentiels, comme illustré sur les deux graphiques ci-dessous

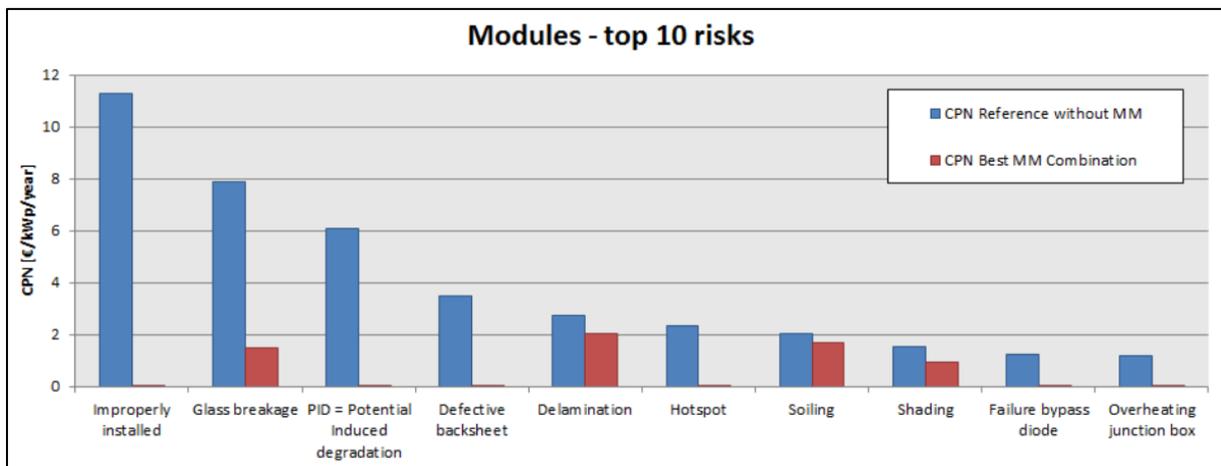


Figure 11 : Les 10 risques techniques les plus importants pour les modules PV, classés en fonction des coûts y afférant, sans (bleu) et avec (rouge) mesures préventives (Source : Solar Bankability).

Sur ceux-ci, l'on peut constater que l'investissement dans des mesures préventives a un véritable intérêt car il permet de réduire significativement, dans la plupart des cas, les coûts liés aux défaillances techniques. Surtout lorsqu'il s'agit des problèmes trouvant leur source dans une erreur humaine. Les problèmes liés à une erreur de conception (par exemple, la délamination dans le cas du module ou une combustion d'un câble dans le cas de l'onduleur) ou des contraintes externes (par exemple, l'ombrage, « shading », ou la saleté, « soiling ») sont moins impactés car leur résolution, si seulement elle est possible, demande un remplacement de la pièce incriminée ou une modification de la configuration du système, dont le coup est par définition élevé.

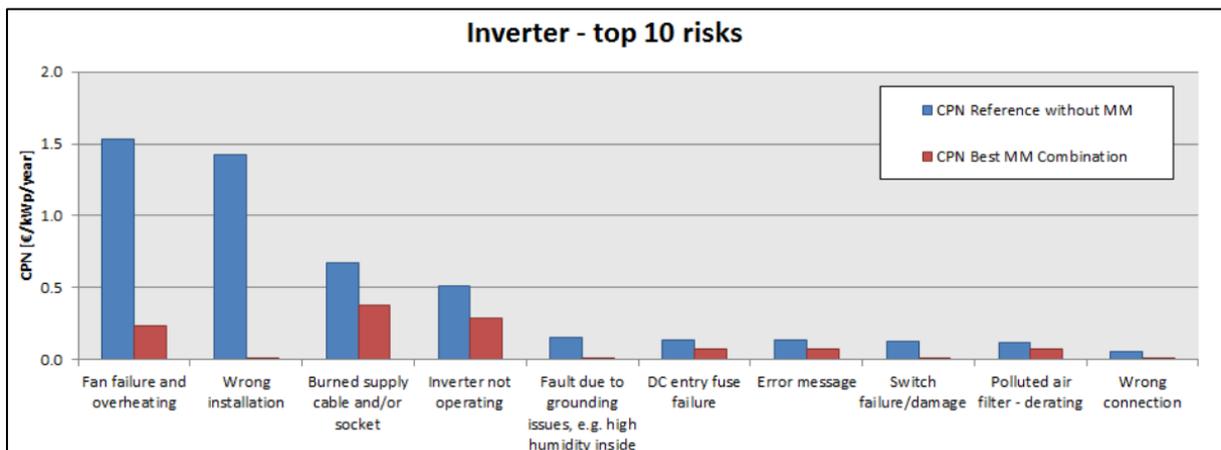


Figure 12 : Les 10 risques techniques les plus importants pour les onduleurs, classés en fonction des coûts y afférant, sans (bleu) et avec (rouge) mesures préventives (Source : Solar Bankability).

Les résultats de ces investigations, qui dépendent du segment et de la méthodologie considérés, donnent une idée assez précise des types de défaillances qui impactent la performance d'une installation photovoltaïque. Ceci permet d'évaluer que la plupart des problèmes rencontrés sont techniques et nécessitent une connaissance pointue du fonctionnement d'une installation pour être résolus. Ils donnent aussi une indication des pertes liés à chaque type de défaillance dans une installation photovoltaïque. Chaque défaillance entraîne une perte de production dont l'ampleur

dépend de ses caractéristiques mais aussi de la rapidité avec laquelle le problème est traité. Elle montre si besoin est que toute défaillance entraîne une perte de production plus ou moins importante si elle n'est pas correctement traitée. En somme un plaidoyer pour une gestion et une surveillance professionnelle des systèmes photovoltaïques de leur développement à leur démantèlement.

## Conclusion

Les systèmes photovoltaïques comme tous les systèmes techniques requièrent un niveau de compétence élevé, lors de l'installation comme lors de la maintenance. Le vieillissement, normal ou accéléré des composants, implique de suivre une installation durant toute son existence, de la monitorer proprement et d'en assurer la maintenance. Cette maintenance doit être à la fois préventive et corrective. Elle doit s'assurer que les composants fonctionnent correctement et les remplacer en temps et en heure (les onduleurs ont une durée de vie limitée et plus faible que les panneaux eux-mêmes par exemple) si nécessaire. Elle doit aussi assurer une réparation la plus rapide possible en cas de défaillance.

Dans tous les cas, il est essentiel de tenir compte des spécificités locales. Les problèmes rencontrés prennent une dimension différente en fonction des segments et sous-segments considérés, des politiques en place et de la date de mise en service de l'installation. Le cas français est comme tous les autres relativement spécifique pour plusieurs raisons :

- La part des installations de taille moyenne dans le segment dit commercial qui ont été réalisées en milieu agricole est sensiblement plus importante que dans la plupart des autres pays européens.
- L'âge de ces installations implique souvent un manque d'expérience des installateurs et l'utilisation de composants dont les fabricants ont souvent disparu.
- La spécificité de l'intégré au bâti, tant en terme réglementaire qu'en terme de spécifications techniques et de composants, qui rend ce sous-segment unique.

Ces caractéristiques font que les conditions locales entraînent une sur-représentation de certains types de problèmes par rapport à la moyenne des installations en Europe. Un exemple type est la corrosion sur toitures agricoles qui requiert des solutions adaptées mais il existe nombre de cas similaires qui nécessitent de gérer chaque sous-segment au cas par cas.

De manière générale, la maintenance des systèmes implique un besoin de compétences spécifiques.