

CSTB
le futur en construction

Guide pour installer des systèmes solaires en toiture dans les DROM pour les maîtres d'ouvrages, maîtres d'œuvre, bureaux d'études, bureaux de contrôle et entreprises



Crédit photo : <https://www.europe-en-france.gouv.fr/>
Palais des Sports de Rivière Salée - Martinique

CENTRE SCIENTIFIQUE ET TECHNIQUE DU BÂTIMENT

290 route des Lucioles – BP 209 – 06904 Sophia Antipolis cedex

Tél. : +33 (0)4 93 95 67 00 – Siret 775 688 229 00068 – www.cstb.fr

Siège social > 84 avenue Jean Jaurès – Champs-sur-Marne – 77447 Marne-la-Vallée cedex 2

Établissement public à caractère industriel et commercial – RCS Meaux 775 688 229 – TVA FR 70 775 688 229

MARNE-LA-VALLÉE / PARIS / GRENOBLE / NANTES / SOPHIA ANTIPOLIS

Guide pour installer des systèmes solaires en toiture dans les DROM pour les maîtres d'ouvrages, maîtres d'œuvre, bureaux d'études, bureaux de contrôle et entreprises.

N° DEE/SE2 /23-162 – RE – V02

6/02/24

Ce rapport comporte 87 pages dont 4 Annexes
Convention DGOM – CSTB 2022-2023 – Action 05

Le présent guide ne se substitue en aucun cas aux textes de référence, qu'ils soient réglementaires (lois, décrets, arrêtés, etc.), normatifs (normes, DTU ou règles de calcul) ou codificatifs (Avis Techniques, CPT, etc.) qui doivent être consultés. Le CSTB décline toute responsabilité quant aux conséquences directes ou indirectes de toute nature qui pourraient résulter de toute interprétation erronée du contenu du présent guide.

Remerciements

Les auteurs tiennent à remercier les membres du groupe de travail pour leur implication et leur participation dans l'élaboration de ce guide, et notamment :

Le Ministère Chargé des Outre-Mer,

L'ADEME,

Florence TALPE et Julien LEGOUIX, association KEBATI pour l'animation du groupe de travail Guadeloupe, Guyane et Martinique,

Fabien BALOUNAIK et Calvin BESNAROUS, cluster TEMERGIE pour l'animation du groupe de travail Mayotte et Réunion,

David LE BELLAC, Emmanuel TRAYNARD, Dorian LEVASSEUR, Jean-Charles CORBIN et Coralie NGUYEN du CSTB,

Les 90 membres des groupes de travail issus de la filière solaire d'Outre-Mer.

SOMMAIRE

OBJET	6
INTRODUCTION	7
1 LE CONTEXTE ASSURANTIEL	8
1.1 Domaine traditionnel / domaine non-traditionnel	8
1.2 La garantie décennale	8
1.2.1 La garantie décennale et son articulation avec l'assurance dommage ouvrage	8
1.2.2 Cas particulier des centrales photovoltaïques	10
1.3 Technique courante / technique non courante	10
1.4 La Commission Prévention Produits mis en œuvre (C2P)	11
1.5 Le marquage CE réglementaire	12
1.5.1 Définition du marquage CE.....	12
1.5.2 Textes applicables pour le marquage CE dans le domaine solaire	12
1.5.3 Application du marquage CE aux composants des installations solaires	13
1.6 Rôle de l'évaluation technique dans le processus assurantiel	14
1.6.1 Articulation des évaluations techniques pour les systèmes solaires thermiques et photovoltaïques	14
1.6.2 Les rôles des acteurs	15
2 LES EVALUATIONS TECHNIQUES	15
2.1 Les évaluations techniques collégiales	16
2.1.1 L'Avis Technique ou Document Technique d'Application (ATec ou DTA).....	16
2.1.2 L'Appréciation Technique d'Expérimentation (ATEX).....	20
2.1.3 L'Evaluation Technique de Produits et Matériaux (ETPM).....	23
2.1.4 La grille de modules photovoltaïques	23
2.1.5 Le domaine d'emploi d'une évaluation technique collégiale.....	26
2.2 Les autres évaluations techniques	28
2.2.1 L'Enquête de Technique Nouvelle (ETN).....	28
2.2.2 L'Avis de chantier	28
2.3 La certification de produit	29
2.3.1 La certification QB Procédés solaires	29
2.3.2 La certification Solar Keymark	29
2.3.3 L'homologations des modules solaires photovoltaïques	30
3 LES FINANCEMENTS	30
3.1 Les financements pour la filière solaire thermique	30
3.1.1 Le cadre réglementaire applicable au solaire thermique dans les DROM.....	30
3.1.2 Les aides aux particuliers	30
3.1.3 Les aides aux entreprises et collectivités	30
3.2 Les financements pour la filière solaire photovoltaïque	31
3.2.1 Tarif d'achat	31
3.2.2 Les aides aux particuliers	31
3.2.3 Les aides aux entreprises et collectivités	31
4 LES FORMATIONS ET LES QUALIFICATIONS	32
4.1 La qualification des entreprises de mise en œuvre	32
4.1.1 Les qualifications du domaine photovoltaïque.....	32
4.1.2 Les qualifications du domaine solaire thermique	32
4.2 Les organismes de formation	33
5 LES PRINCIPAUX TYPES DE TOITURE DANS LES DROM	34
5.1 La toiture-terrasse	34
5.2 La toiture inclinée recouverte de grands éléments	34
5.3 Les ombrières	35
6 DISPOSITIONS GENERALES POUR LES INSTALLATIONS SOLAIRES	35
6.1 Orientation, inclinaison et potentiel solaire	35
6.1.1 Orientations et inclinaisons optimales.....	35
6.1.2 Potentiel solaire	36
6.2 Analyse des exigences réglementaires et architecturales	36
6.3 La reconnaissance des supports avant installation en toiture existante	36

6.4	La tenue à la corrosion	37
6.4.1	Différents types d'atmosphère extérieure.....	37
6.4.2	Résistance à la corrosion des matériaux.....	38
6.5	Les charges climatiques – principe de dimensionnement	40
6.5.1	La pression dynamique de pointe	41
6.5.2	Les vitesses de vent de référence dans les DROM.....	41
6.5.3	Le coefficient d'exposition.....	42
6.5.4	Action du vent sur un capteur solaire / un module photovoltaïque.....	44
6.5.5	Combinaison de l'action du vent avec le poids propre.....	45
6.5.6	Calcul à l'Etat Limite de Service (ELS).....	45
6.5.7	Calcul à l'Etat Limite Ultime (ELU).....	45
6.6	Les charges sismiques	46
6.6.1	Zones sismiques et catégories d'importance des bâtiments	46
6.6.2	Exigences sismiques	47
6.6.3	Principe de calcul des charges sismiques selon les Eurocodes	48
6.7	La sécurité incendie des installations photovoltaïques.....	50
6.8	La maintenance et l'entretien	51
6.8.1	Sécurité sur chantier	52
6.8.2	L'entretien d'une installation solaire.....	52
6.8.3	La maintenance d'une installation solaire	53
7	LES INSTALLATIONS SOLAIRES THERMIQUES DANS LES DROM	54
7.1	Les différents types de capteurs solaires thermiques	54
7.1.1	Le capteur solaire thermique plan vitré.....	54
7.1.2	Le capteur solaire autostockeur	54
7.2	Les différents types de chauffe-eau solaires	55
7.2.1	Le chauffe-eau solaire individuel à thermosiphon.....	55
7.2.2	Cas particulier du chauffe-eau à thermosiphon à éléments séparés	55
7.2.3	Dimensionnement de l'appoint électrique dans les CESI à thermosiphon.....	56
7.2.4	Le chauffe-eau solaire individuel à circulation forcée.....	56
7.2.5	Le chauffe-eau solaire collectif	57
7.3	Constitution des systèmes de montage des systèmes solaires thermiques en toiture.....	58
7.4	Légionelle	58
7.5	Précisions sur le dimensionnement thermique.....	59
7.6	Schémas type d'installation.....	59
7.6.1	Installation individuelle	60
7.6.2	Installation collective (CESC et CESCI)	60
7.7	La mise en service des installations	62
7.8	La durée de vie d'un système solaire thermique	63
7.9	La recyclabilité d'un système solaire thermique	63
7.10	Les systèmes solaires thermiques en toiture-terrasse support béton.....	63
7.10.1	La mise en œuvre des systèmes solaires thermiques en toiture-terrasse support béton	63
7.10.2	Le calcul simplifié des charges climatiques et sismiques en toiture terrasse support béton	64
7.11	Les systèmes solaires thermiques en toiture inclinée recouverte de grands éléments	64
7.11.1	La mise en œuvre des systèmes solaires thermiques sur toitures inclinées recouvertes de grands éléments	64
7.11.2	Le calcul simplifié des charges climatiques et sismiques en couverture inclinée recouverte de grands éléments	65
7.12	Les systèmes solaires thermiques en toiture inclinée recouverte de petits éléments	66
7.12.1	La mise en œuvre des systèmes solaires thermiques sur toitures inclinées recouvertes de petits éléments	66
7.12.2	Le calcul simplifié de charges climatiques et sismiques pour les systèmes solaires thermiques sur toiture inclinée recouverte de petits éléments.....	67
8	LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAIQUES DANS LES DROM	67
8.1	Les types de modules photovoltaïques.....	67
8.1.1	Le module cadré.....	67
8.1.2	Le module souple ou semi-rigide	67
8.1.3	Le module PVT	68
8.2	Les onduleurs/ micro-onduleurs.....	68
8.2.1	L'onduleur central.....	68
8.2.2	Le micro-onduleur	68

8.3 Les systèmes de montage des systèmes solaires photovoltaïques en toiture	69
8.4 La durée de vie d'un système solaire photovoltaïque.....	69
8.5 La recyclabilité d'un système solaire photovoltaïque.....	69
8.6 Les systèmes photovoltaïques en toiture-terrasse	70
8.6.1 La mise en œuvre des systèmes photovoltaïques en toiture-terrasse support béton	70
8.6.2 Le calcul simplifié des charges climatiques pour une installation en Guyane.....	70
8.7 Les systèmes photovoltaïques en toiture inclinée recouverte de grands éléments	70
8.7.1 La mise en œuvre des systèmes photovoltaïques sur toiture inclinée recouverte de grands éléments ...	70
8.7.2 Le calcul simplifié de charges climatiques et sismiques.....	70
8.8 Les systèmes photovoltaïques en ombrière	70
8.8.1 La mise en œuvre des systèmes photovoltaïques en ombrière	71
8.8.2 Le calcul simplifié de charges climatiques et sismiques.....	71

ANNEXE 1 : Note de calcul simplifiée – Lestage en toiture- terrasse en Guyane

1 EXEMPLE DE CALCUL SIMPLIFIE DES CHARGES CLIMATIQUES	72
1.1 Caractéristiques de l'installation	72
1.2 Charge de vent- détermination du coefficient $c_{p,net}$	72
1.3 Réalisation du calcul	73
2 EXEMPLE DE CALCUL SIMPLIFIE DE CHARGES SISMIQUES	74
2.1 Caractéristique de l'installation	74
2.2 Détermination du comportement fragile ou ductile.....	74
2.3 Calcul des actions sismiques	74

ANNEXE 2 : Note de calcul simplifiée – Installation solaire fixée en toiture- terrasse en Guyane

1 EXEMPLE DE CALCUL SIMPLIFIE DES CHARGES CLIMATIQUES	76
1.1 Caractéristique de l'installation	76
1.2 Charge de vent	76
1.3 Réalisation du calcul	77
2 EXEMPLE DE CALCUL SIMPLIFIE DES CHARGES SISMIQUES	78

ANNEXE 3 : Note de calcul simplifiée – Installation solaire fixée en toiture inclinée (grands éléments, petits éléments) dans les DROM

1 EXEMPLE DE CALCUL SIMPLIFIE DE CHARGES CLIMATIQUES	79
1.1 Caractéristique de l'installation	79
1.2 Charge de vent – détermination du Coefficient $c_{p,net}$	79
1.3 Réalisation du calcul	80
2 EXEMPLE DE CALCUL SIMPLIFIE DES CHARGES SISMIQUES	81
2.1 Caractéristique de l'installation	81
2.2 Détermination du comportement fragile ou ductile.....	81
2.3 Calcul des actions sismiques	82

ANNEXE 4 : Note de calcul simplifiée – Ombrière photovoltaïque

1 EXEMPLE DE CALCUL SIMPLIFIE DES CHARGES CLIMATIQUES	84
1.1 En Guyane	84
1.2 En zones cycloniques (Martinique, Guadeloupe, Réunion, Mayotte)	84
1.2.1 Caractéristiques de l'installation	84
1.2.2 Charge de vent - Coefficient $c_{p,net}$	84
1.2.3 Réalisation du calcul	84
1.2.4 Point d'application de l'effort de vent.....	85
2 EXEMPLE DE CALCUL SIMPLIFIE DES CHARGES SISMIQUES	86

OBJET

L'objectif de ce document est de faciliter l'installation de systèmes solaires thermiques et photovoltaïques sur les toitures des bâtiments dans les Départements et Régions d'Outre-Mer : Martinique, Guadeloupe, Guyane, La Réunion et Mayotte.

En effet, du fait de leurs localisations géographiques et des contraintes énergétiques que connaissent ces Zones Non Interconnectées (réseau électrique limité, problèmes de fragilité et de fiabilité, sources de production d'électricité encore majoritairement fortement carbonées et coûteuses), les DROM présentent un enjeu de transition énergétique encore plus accentué qu'en métropole. De surcroît, les ZNI présentent un fort potentiel d'énergies renouvelables, en raison de leurs spécificités géographiques. Le développement des énergies renouvelables est ainsi au cœur des politiques énergétiques des ZNI.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte de 2015 a mis en place des Programmations Pluriannuelles de l'Energie propres à chaque ZNI. Beaucoup plus ambitieuse que celles de la métropole ou même de l'Europe continentale, son objectif est de parvenir à l'autonomie énergétique dans les départements et régions d'outre-mer à l'horizon 2030. Le but est de réduire la dépendance aux importations des ressources énergétiques carbonées très majoritaires pour la plupart de ces territoires.

Ce guide, à destination des maîtres d'ouvrage, maîtres d'œuvre, bureaux d'études, bureaux de contrôle et entreprises répond à plusieurs finalités :

- Comprendre l'apport des évaluations techniques des systèmes solaires thermiques et photovoltaïques,
- Comment les utiliser dans le cadre d'un projet défini,
- Donner les clés adaptées aux conditions rencontrées dans les DROM permettant de favoriser la mise en œuvre et la durabilité des installations solaires thermiques et photovoltaïques en toiture.

INTRODUCTION

Ce guide a été commandé au CSTB par la Direction générale des Outre-mer en déclinaison du Plan Logement Outremer (PLOM 2019-2022) ; il apporte une contribution à l'objectif « Baisser les coûts et lever les freins de la construction en outre-mer ».

Cette mission a été menée par le CSTB, avec la contribution de deux groupes de travail :

- GT Martinique, Guadeloupe et Guyane, animé par l'association KEBATI,
- GT La Réunion et Mayotte, animé par le cluster TEMERGIE.

Ces groupes de travail ont été constitués d'aménageurs, de maîtres d'œuvre, de bureaux d'études, de bureaux de contrôle, d'entreprises, de l'ADEME en local et de l'équipe des instructeurs d'évaluation technique du CSTB du domaine solaire thermique et photovoltaïque.

Lors des différents échanges réalisés au cours de réunions des groupes de travail en 2023, les besoins de ces acteurs de la filière solaire thermique et photovoltaïque dans les différents DROM ont été définis.

Le guide a pour objectif de donner des éléments de réponses aux différents questionnements d'un aménageur, maître d'ouvrage, maître d'œuvre, bureau d'études, bureau de contrôle, ou d'une entreprise en vue de réaliser une installation solaire thermique et photovoltaïque en toiture de bâtiment dans les DROM.

Ce guide ne se substitue pas à l'accompagnement nécessaire que doit apporter un bureau d'études spécialisé dans les domaines du photovoltaïque et/ou du solaire thermique, dans la planification et la conception d'une telle installation.

1 LE CONTEXTE ASSURANTIEL

1.1 *Domaine traditionnel / domaine non-traditionnel*

Dans le domaine de la construction, un certain nombre de textes de prescription technique permettent de caractériser les procédés et produits de construction et de fixer les exigences relatives à leur mise en œuvre dans le bâtiment :

- Les textes qui relèvent du **domaine traditionnel** ont été rédigés par l'ensemble d'une filière professionnelle et ne sont pas spécifiques d'un produit ou d'une marque commerciale en particulier :
 - **Normes et NF DTU**, domaine traditionnel sans contrainte assurantielle, car agrégation des techniques innovantes maîtrisées depuis un certain nombre d'années, et qui font sens d'être harmonisées dans un document faisant consensus auprès de l'ensemble des acteurs de la profession,
 - **Recommandations Professionnelles RAGE ou PACTE¹**, faisant référence à des essais complémentaires pour évaluer le niveau d'innovation du procédé, en plus d'une mise en œuvre particulière à respecter pour éviter toute contre référence.
 - **Règles Professionnelles**, documents techniques élaborés par les professionnels du bâtiment, en l'absence d'autres textes, pour déterminer les modalités d'exécution de travaux.
- Les textes qui relèvent du **domaine « non-traditionnel »** : ils sont spécifiques d'un produit et/ou d'un chantier particulier ; ils sont souvent rédigés à l'initiative d'un industriel :
 - **Avis Technique et Document Technique d'Application (ATec et DTA)**, délivrés par la Commission Chargée de Formuler les Avis Techniques via un Groupe Spécialisé d'experts de la filière,
 - **Appréciation Technique d'Expérimentation (ATEX)**, délivrée par le CSTB après consultation d'un comité d'experts de la filière,
 - **Enquête de Technique nouvelle (ETN)**, délivrée par certains bureaux de contrôle.

Il existe également des documents qui ont le statut de guide. Un guide permet de rassembler dans un document des exigences déjà rédigées par ailleurs et d'en expliciter les fondements ou contenus.

1.2 *La garantie décennale*

1.2.1 **La garantie décennale et son articulation avec l'assurance dommage ouvrage**

La garantie décennale est issue de la loi 78-12 du 4 janvier 1978 dite « loi Spinetta² » relative à la responsabilité et à l'assurance dans le domaine de la construction.

La loi crée une présomption de responsabilité du constructeur en cas de sinistre pendant les 10 ans qui suivent la construction d'un bâtiment. Elle concerne :

- La solidité,
- L'impropriété à destination,
- Les équipements indissociables des ouvrages de viabilité, de fondation, d'ossature, de clos ou de couvert.

Est réputé « constructeur de l'ouvrage » (art. 1792-1 du Code Civil) :

- Tout architecte, entrepreneur, technicien ou autre personne liée au maître de l'ouvrage par un contrat de louage d'ouvrage ;
- Toute personne qui vend, après achèvement, un ouvrage qu'elle a construit ou fait construire ;
- Toute personne qui, bien qu'agissant en qualité de mandataire du propriétaire de l'ouvrage, accomplit une mission assimilable à celle d'un locateur d'ouvrage.

La responsabilité décennale concerne donc tous les prestataires exerçant dans la construction de bâtiment liés par un contrat avec un maître d'ouvrage :

¹ Par exemple, les Recommandations Professionnelles PACTE « Couverture en plaques nervurées issues de tôles d'acier revêtues en climat tropical ou équatorial humide et conditions cycloniques » traitent des règles de l'art pour un matériau (les plaques nervurées) et un ouvrage donné (la couverture) <https://www.programmepacte.fr/doc/couverture-en-plaques-nervurees-issues-de-toles-dacier-revetues-en-climat-tropical-ou-equatorial>

² Mr Adrien Spinetta était le Président de la Commission interministérielle à l'origine de cette loi.

- Ceux qui réalisent des travaux dans le bâtiment : les électriciens, couvreurs, plombiers, etc.
- Ceux qui conçoivent le bâtiment : les architectes, ingénieurs de bureaux d'études, etc.,
- Ceux qui commercialisent le bâtiment : les promoteurs immobiliers.

À noter :

Les sous-traitants sont exclus du champ d'application de la garantie décennale, car ils n'ont pas de lien direct avec le maître d'ouvrage. Ils sont cependant responsables des obligations sur lesquelles ils se sont engagés envers le constructeur.

Dans le domaine du bâtiment, en complément de la présomption de responsabilité, **les entreprises de construction et promoteurs liés par contrat avec le maître d'ouvrage** sont également soumis à une obligation d'assurance : ils doivent souscrire une **assurance responsabilité civile décennale**, qui permet de couvrir la **garantie décennale** (art. L241-1 et 241-2 du code des assurances).

Pour sa part, le **maître d'ouvrage** a l'obligation de souscrire une **assurance dommages ouvrage** (art. L242-1 du code des assurances) – voir Figure 1.

L'assurance responsabilité civile décennale et l'assurance dommages ouvrage sont complémentaires et obligatoires dans le cadre d'une construction.

Ces deux assurances permettent de protéger les bâtiments pendant 10 ans à partir de la date de réception de l'ouvrage. En cas de désordres, l'assurance dommages ouvrage permet un financement rapide des travaux de réparation des dommages relevant de la garantie décennale. Après avoir indemnisé le maître d'ouvrage, l'assureur dommages ouvrage se retourne contre l'assureur en décennale du constructeur responsable pour être remboursé.

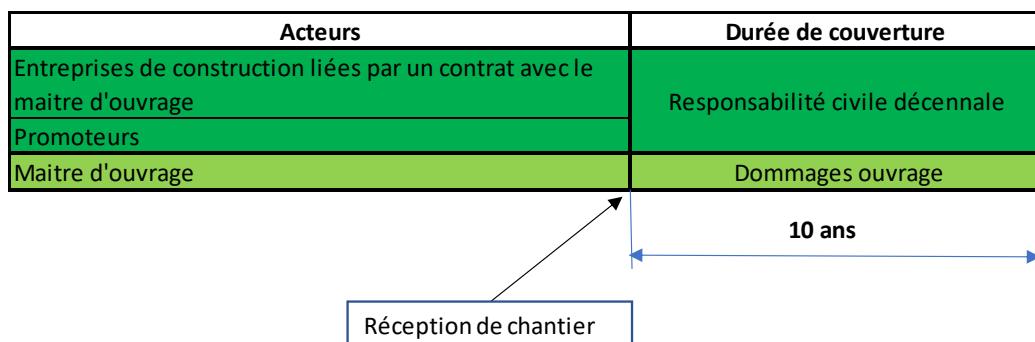


Figure 1 – Articulation garantie décennale et dommages ouvrage

Le contenu de l'attestation d'assurance responsabilité décennale est défini dans les articles A243-1 et suivants du Code des Assurances³, elle doit indiquer notamment :

- L'identité de l'entreprise assurée,
- Les activités assurées,
- La nature des techniques utilisées.

Par exemple :

- Pour un bureau d'études, l'attestation d'assurance responsabilité décennale mentionne les activités de maîtrise d'œuvre et de conception de système électrique ; elle peut préciser la conception des installations photovoltaïques en toiture des bâtiments.
- Pour un installateur de systèmes photovoltaïques, l'attestation d'assurance responsabilité décennale précise la réalisation d'installations photovoltaïques.

Les attestations d'assurance responsabilité décennale sont transmises par le maître d'ouvrage à l'assureur Dommages Ouvrage.

³ Lien legifrance :

https://www.legifrance.gouv.fr/codes/section_lc/LEGITEXT000006073984/LEGISCTA000006142558/

Il peut également être utile au maître d'ouvrage (éventuellement assisté de son AMO et/ou de son Maître d'Œuvre) d'examiner – avant la contractualisation – la description des activités assurées d'un bureau d'études ou d'un installateur.

Dans le cas des marchés publics⁴ :

- Au moment de la candidature – formulaire DC2 : le candidat déclare qu'il a souscrit une assurance responsabilité décennale.
- La preuve de l'existence de ce contrat ne sera demandée qu'avant l'attribution du marché public.

Les tarifs des assurances responsabilités décennales dépendent du territoire couvert et des compagnies d'assurances selon leurs propres analyses des risques. Ils ne sont donc pas homogènes entre les différents territoires DROM et la métropole.

A noter : Les professionnels du bâtiment sont également soumis à l'obligation de souscrire une assurance de Responsabilité Civile Professionnelle (RCP).

Cette assurance couvre les dommages causés à des tiers lors de l'exercice de cette activité. Le coût de l'assurance varie en fonction du nombre de salariés et du chiffre d'affaires de la société.

1.2.2 Cas particulier des centrales photovoltaïques

L'article 1792-7 du code civil précise le cas des équipements à vocation professionnelle :

« Ne sont pas considérés comme des éléments d'équipement d'un ouvrage au sens des articles 1792, 1792-2, 1792-3 et 1792-4 les éléments d'équipement, y compris leurs accessoires, dont la fonction exclusive est de permettre l'exercice d'une activité professionnelle dans l'ouvrage. »

Il résulte de cet article que les centrales photovoltaïques – dont la fonction **exclusive** est de produire de l'électricité – ne seraient pas, sous réserve du contexte de sinistralité et des dispositions propres à chaque société d'assurance, soumises à responsabilité décennale.

Toutefois, une centrale de production photovoltaïque mise en œuvre en intégration assure des fonctions de clos, de couvert et d'étanchéité du bâtiment. A ce titre, elle n'entre pas dans le cadre de l'article 1792-7 (Cass. 3e civ., 21 septembre 2022, n° 21-20433), elle est donc soumise à la responsabilité décennale.

Responsabilité décennale et obligation d'assurance :

L'article L243-1-1 précise que « les ouvrages de transport, de production, de stockage et de distribution d'énergie » ne sont pas soumis à l'obligation d'assurance décennale, même s'ils sont soumis à la responsabilité décennale des constructeurs – au même titre que les ouvrages d'infrastructures routières, par exemple.

Les assureurs peuvent proposer des assurances volontaires pour couvrir le risque de la responsabilité décennale de constructeur dans le domaine des ouvrages d'ENR.

Ceci est valable également dans le cas où l'entreprise qui installe la centrale photovoltaïque est également exploitant de cette centrale.

1.3 Technique courante / technique non courante

Les assureurs distinguent :

- Les travaux normalement garantis (**techniques courantes**),
- Les travaux nécessitant une déclaration préalable de la part de l'entreprise, et une éventuelle adaptation de la prime d'assurance à l'évaluation du risque encouru (**techniques non courantes**).

Il s'agit d'une relation contractuelle établie par les assureurs.

En cas de doute sur la prise en compte d'une technique non courante par l'assureur en charge de l'assurance responsabilité civile décennale, un maître d'ouvrage peut demander, à l'entreprise de construction ou au promoteur, la fourniture d'une **attestation nominative de chantier**. Cette attestation, spécifique au chantier et aux activités couvertes, délivrée par l'assureur en charge de l'assurance responsabilité civile décennale, est transmise à l'assureur Dommage Ouvrage. Avec cette attestation nominative de chantier, les assurances

⁴ Direction des Affaires juridiques du Ministère en charge de l'économie :
<https://www.economie.gouv.fr/daj/formulaires-declaration-du-candidat>

dommage ouvrage s'assurent ainsi de pouvoir se retourner contre une garantie décennale valide et spécifique au chantier.

Pour éviter les difficultés, il est nécessaire d'anticiper l'utilisation d'une technique non courante. Lorsqu'il est présent dans un projet, un bureau de contrôle peut également signaler l'utilisation de techniques non-courantes dans le cadre de ses missions.

La réalisation d'une évaluation technique collégiale type Avis Technique (ATec) ou Appréciation Technique d'Expérimentation (ATEx) peut permettre de lever les réserves techniques et faciliter l'assurabilité du bâtiment dans le cas d'une technique non courante.

Une attestation nominative de chantier peut également couvrir un chantier spécifique d'installation d'un système solaire en toiture si celui-ci ne bénéficie pas d'une évaluation technique collégiale valide.

1.4 La Commission Prévention Produits mis en œuvre (C2P)

La C2P est gérée et organisée par l'Agence Qualité Construction.

L'Agence qualité construction (AQC) est une association loi 1901 reconnue d'intérêt général, dont la vocation est la prévention des désordres et l'amélioration de la qualité de la construction⁵.

Le rôle de la C2P est d'examiner les Avis Techniques et les règles professionnelles sous l'aspect du risque de sinistralité. Pour cela, elle se base notamment sur les remontées de l'Observatoire de l'AQC.

La C2P diffuse la « Liste verte » :

La Liste Verte de la C2P recense les produits et/ou procédés bénéficiant d'un Avis Technique ou d'un Document Technique d'Application en cours de validité, et qui ne sont pas mis en observation par la C2P. Elle constitue la référence pour l'ensemble des assureurs, car un produit peut faire partie d'une famille mise en observation et ne pas être lui-même mis en observation.

Cette liste est à jour sur le site de l'AQC⁶.

D'autres informations complémentaires et publications sont disponibles sur le site internet de la C2P⁷.

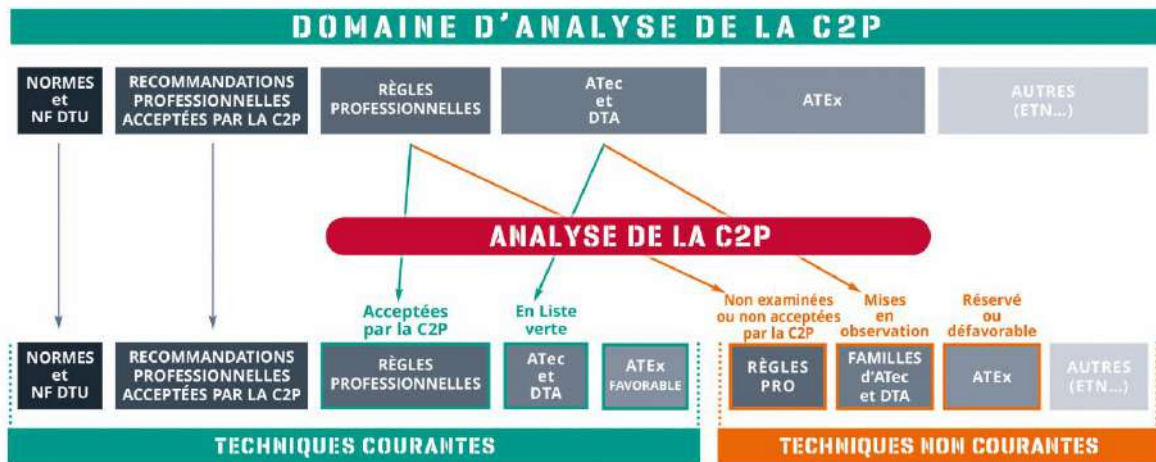


Figure 2 – Prise en compte des techniques courantes et non courantes par la Commission Prévention Produits (C2P)
(Source image : AQC)

⁵ <https://qualiteconstruction.com/aqc/>

⁶ <http://liste-verte-c2p.qualiteconstruction.com/>

⁷ <https://qualiteconstruction.com/aqc/nos-missions/pole-prevention-produits/>

1.5 Le marquage CE réglementaire

1.5.1 Définition du marquage CE

Le marquage CE est apposé sous la responsabilité d'un fabricant ou opérateur économique avant la mise sur le marché de son produit. Il permet à cet acteur de s'engager sur la conformité de son produit aux exigences établies dans des législations d'harmonisation européennes applicables qui prévoient l'apposition de ce marquage. Lorsqu'il est requis par une réglementation (européenne, ou nationale de transposition d'une directive), il est alors obligatoire pour la mise sur le marché.

Le marquage CE a pour but d'attester, à sa mise sur le marché, qu'un produit est en conformité avec les exigences fondamentales des règlements et directives européens.

Le marquage CE d'un produit permet donc :

- De mettre le produit sur le marché et en libre circulation en Europe (incluant donc les DROM),
- Au fabricant, d'affirmer que le système d'attestation préconisé a été appliqué à son produit.

1.5.2 Textes applicables pour le marquage CE dans le domaine solaire

Il existe différents règlements et directives appliqués aux composants d'une installation solaire thermique ou photovoltaïque :

- Le Règlement des Produits de Construction - Règlement n°305/2011⁸,
- La Directive « équipements sous pression » n° 2014/68/UE relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant la mise à disposition sur le marché des équipements sous pression,
- La Directive dite « basse tension » n° 2014/35/UE⁹ relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant la mise à disposition sur le marché du matériel électrique destiné à être employé dans certaines limites de tension,
- La Directive CEM (Compatibilité Electromagnétique) n°2014/30/UE¹⁰ relative à l'harmonisation des législations des États membres concernant la compatibilité électromagnétique,
- La Directive RoHS n°2011/65/UE¹¹ du Parlement européen et du Conseil du 8 juin 2011 relative à la limitation de l'utilisation de certaines substances dangereuses dans les équipements électriques et électroniques, ...

Le Règlement Produit de Construction impose que tout produit de construction conforme à une norme harmonisée ou à une Evaluation Technique Européenne ait une Déclaration des Performances et soit marqué CE avant de pouvoir être mis sur le marché.

Le marquage CE d'un produit de construction est ainsi l'engagement du fabricant sur la conformité de son produit aux performances qu'il a établies dans sa déclaration de performance. Ces performances correspondent à des caractéristiques essentielles déclinant les exigences fondamentales applicables aux ouvrages de construction.

Le marquage CE d'un produit de construction permet :

- De mettre le produit sur le marché et en libre circulation en Europe,
- Au fabricant, d'affirmer que :
 - Le produit dispose des performances déclarées par le fabricant,
 - Ces performances ont été déterminées selon les méthodologies d'évaluation harmonisée au niveau européen,
 - Le produit est conforme aux exigences applicables,
 - Le système d'attestation préconisé ou d'évaluation requis a été appliqué à son produit.

La Directive équipements sous pression fixe les exigences relatives à la conception, à la fabrication et à l'évaluation de la conformité des équipements sous pression et des ensembles dont la pression maximale admissible PS est supérieure à 0,5 bar.

⁸ <http://www.rpcnet.fr/>

⁹ [EUR-Lex - 2403020205_2 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](#)

¹⁰ [EUR-Lex - 2403020205_1 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](#)

¹¹ [EUR-Lex - 32011L0065 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](#)

La Directive basse tension garantit que les équipements électriques situés dans certaines limites de tension (entre 50 et 1000 V en courant alternatif et entre 75 et 1500 V en courant continu) comprennent une protection contre les chocs électriques et autres dangers.

La Directive CEM (compatibilité électromagnétique) est une directive européenne qui s'applique à certains équipements électriques ou électroniques susceptibles de pouvoir perturber l'environnement électromagnétique, ou d'être perturbés par celui-ci.

La Directive RoHS (Restriction of Hazardous Substances) vise à limiter l'utilisation de dix substances dangereuses dans les équipements électriques et électroniques.

1.5.3 Application du marquage CE aux composants des installations solaires

Le règlement et les directives pour l'application du marquage CE se déclinent notamment sur les composants suivants :

- **Les modules photovoltaïques :**

Les modules photovoltaïques fonctionnent à des tensions d'entrée ou de sortie entre 75 à 1500 V en courant continu ; ils sont soumis au décret n°2015-1083 du 27 août 2015, transposition de la Directive Basse Tension 2014/35/UE, et à la Directive CEM (Compatibilité électromagnétique) 2014/30/UE. En application de ces directives, les modules photovoltaïques seuls (sans système de montage) sont visés par les normes EN IEC 61215, EN IEC 61730-1 et EN IEC 61730-2 qui permettent le marquage CE et notamment d'évaluer leur sécurité électrique, leurs performances et leur durabilité. Les modules photovoltaïques ne bénéficient pas ou pas encore d'une norme européenne d'harmonisation établie en application du règlement concernant les produits de construction (UE n°305/2011).

- **Les onduleurs :**

Les onduleurs sont également soumis à la Directive Basse Tension 2014/35/UE au travers des normes NF EN 62109-1 et 2 et à la Directive CEM 2014/30/UE par la norme NF EN 62920. Le marquage CE atteste de leur conformité du point de vue de la sécurité électrique et de leur puissance. Les onduleurs ne bénéficient pas d'une norme européenne d'harmonisation établie en application du règlement concernant les produits de construction (UE n°305/2011).

- **Les capteurs solaires thermiques :**

Les capteurs dont la Pression de service x Volume est inférieur à 50 bars (pour les fluides de groupe 2) ne sont pas soumis à l'obligation de marquage CE au sens de la directive « équipements sous pression » (directive 2014/68/UE). Concrètement, les capteurs de surface hors-tout inférieure ou égale à 2,5 m² ne sont pas soumis au marquage CE selon cette directive.

Exemple pour des capteurs solaires de grande taille :

Surface capteur solaire thermique	Contenance [L]	Pression de service [bar]	Ps x V [bar.L]	Capteur soumis au marquage CE selon Directive « pression » 2014/68/UE
Capteur « 5 m² »	4,4	10	44	Non
Capteur « 10 m² »	8,8	10	88	Oui

Tableau 1 – Application du marquage CE selon les caractéristiques des capteurs solaires thermiques

En l'absence de norme produit harmonisée, les capteurs solaires thermiques ne sont pas soumis à l'obligation de marquage CE au sens du Règlement des Produits de Construction (RPC – Règlement 305/2011).

A noter : Les modules PVT cumulent les caractéristiques des domaines photovoltaïques et thermiques et doivent donc être marqués CE selon les directives qui s'appliquent.

- **Les chauffe-eau solaires autostockeurs ou à thermosiphon :**

La Directive 2014/68/UE du Parlement et du Conseil du 15 mai 2014, relative au rapprochement des législations des Etats Membres concernant les équipements sous pression, n'impose pas le marquage CE sur les chauffe-eau solaires dans la limite d'une pression de service inférieure à 10 bars.

- **Le système de montage sur le bâtiment :**

Les systèmes de montage des capteurs solaires thermiques ou des modules peuvent être composé de rails, vis, étriers, platines, ...

Les composants de ces systèmes de montage sont soit standardisés (exemple : vis, chevilles de fixation, éléments d'ossature métallique...) et peuvent faire l'objet d'un marquage CE en tant que produits de construction, soit non standardisés (exemple : étriers spécifiques).

Comme vu précédemment, certains éléments des systèmes solaires thermiques ou photovoltaïques (capteurs solaires thermiques, modules photovoltaïques, onduleurs, vis...) sont soumis à des normes « produits » et au marquage CE.

Cependant, il n'existe pas, à ce jour, de norme couvrant l'ensemble du système solaire thermique ou photovoltaïque, y compris sa mise en œuvre. Ces systèmes, pris dans leur globalité, ne peuvent donc pas bénéficier du marquage CE.

1.6 Rôle de l'évaluation technique dans le processus assurantiel

Au travers des évaluations techniques collégiales : Avis Techniques ou Document Technique d'Application (ATec ou DTA) ou Appréciation Technique d'Expérimentation (ATEX), certaines techniques non traditionnelles peuvent bénéficier de conditions d'assurance équivalentes à celles appliquées aux techniques courantes.

En revanche, les produits ou procédés innovants non couverts par une évaluation technique reconnue par la C2P (exemple : ETN) sont considérés par les assureurs comme des techniques non courantes, faisant potentiellement l'objet d'une tarification spécifique d'assurance définie au cas par cas au vu du risque correspondant.

Les DROM bénéficient d'un contexte particulier ; les critères d'assurabilité pour les systèmes photovoltaïques ou solaires thermiques peuvent être différents des critères appliqués sur le territoire métropolitain. Ainsi, l'accessibilité à certains procédés/produits/matériaux sous évaluation technique est plus réduite ou financièrement plus coûteuse.

1.6.1 Articulation des évaluations techniques pour les systèmes solaires thermiques et photovoltaïques

Les modules photovoltaïques seuls (sans système de montage) sont visés par un marquage CE (voir § 1.5.3).

Il n'existe cependant pas de référentiel (DTU, règles professionnelles, etc.) couvrant un procédé photovoltaïque constitué par le module et son système de montage associé en toiture dans les DROM.

Il en est de même pour les systèmes solaires thermiques : capteurs solaires thermiques et chauffe-eau solaire autostockeur ou à thermosiphon.

D'un point de vue assurantiel, les procédés photovoltaïques et les systèmes solaires thermiques relèvent donc du domaine « non-traditionnel ».

De ce fait, il est délivré des Avis Techniques (ATec) pour les systèmes solaires et non des Documents Techniques d'Application (DTA).

La preuve de l'aptitude à l'emploi d'un procédé photovoltaïque ou solaire thermique peut être réalisée à l'aide d'une démarche d'évaluation technique collégiale : Avis Techniques (ATec) ou Appréciation Technique d'Expérimentation (ATEX). Si l'examen de ces évaluations par la Commission C2P de l'Agence Qualité Construction (AQC) est favorable, ces systèmes solaires seront classés en technique courante (voir § 1.3).

L'Enquête de Technique Nouvelle (ETN), constituant une évaluation technique non collégiale, sera classée en technique non courante.

Spécifique à la question de la résistance au feu pour les bâtiments visés par la réglementation incendie, il est possible de faire appel aux Avis de chantier, voir § 2.2.2.

1.6.2 Les rôles des acteurs

Afin de bien comprendre le contexte des évaluations techniques, il est rappelé ci-après les définitions du rôle des différents acteurs dans la contexte de la filière solaire.

- **Maître d'ouvrage :**
Public ou privé, il est le commanditaire du projet et coordonne l'intervention de différents partenaires. Il valide le programme de l'opération rédigé par l'aménageur.
- **Aménageur :**
Organisme public, parapublic ou privé, l'aménageur conçoit des projets urbains à l'échelle du quartier. Liant les programmes multifonctionnels, la mixité sociale, intergénérationnelle et économique dans le respect du développement durable, l'aménageur entreprend des opérations de renouvellement urbain et de reconstruction de quartiers.
- **Maître d'œuvre / bureau d'études :**
Il prend en charge l'étude de faisabilité, la conception et le suivi de la réalisation du projet.
- **Assureur :**
Il doit pouvoir fournir une assurance en garantie décennale à l'entreprise de mise en œuvre, une assurance dommage ouvrage au maître d'ouvrage en évaluant les risques de sinistralité et une assurance responsabilité civile professionnelle à tous les professionnels.
- **Contrôle technique :**
Il intervient obligatoirement pour les bâtiments recevant du public au-delà d'un certain nombre de personnes accueillies. Cette mission permet au maître d'ouvrage de s'assurer que les règles de l'art en matière de sécurité, de lutte contre les incendies et de solidité sont respectées par le maître d'œuvre et par les entreprises. Son implication est également possible dans les autres situations. Le Consuel (Comité National pour la Sécurité des Usagers de l'Electricité) intervient également pour vérifier la conformité de l'installation électrique avant la mise en service de l'installation photovoltaïque.
- **Entreprise de mise en œuvre :**
Elle installe le système solaire thermique ou photovoltaïque composé de capteurs/ ballon ou des modules photovoltaïques et du système de montage au bâti. Elle réalise les travaux de couvreur, d'étanchéité ou de façadier, l'installation du système solaire thermique ou photovoltaïque ainsi que son raccordement hydraulique ou électrique avec le système de protection adéquat.
- **Fabricant de systèmes solaires :**
Il conçoit le système de montage au bâti du chauffe-eau et des capteurs solaires thermiques ou des modules photovoltaïques. Il doit prendre en compte les exigences liées au bâtiment en adéquation avec les systèmes solaires.
Le kit photovoltaïque complet (modules photovoltaïques avec le système de montage) peut être fourni sur chantier ou livré séparément.

2 LES EVALUATIONS TECHNIQUES

Les évaluations techniques sont réalisées à l'initiative des fabricants (le plus souvent), des entreprises ou des maîtres d'ouvrages. Ces évaluations ne sont pas obligatoires, elles sont volontaires et ne sont pas requises avant la mise sur le marché d'un produit.

Le rôle de ces évaluations techniques peut être d'apporter des éléments d'appréciation complémentaires sur des caractéristiques non normalisées, sur des contrôles de production, sur la mise en œuvre d'un produit sur les bâtiments et son aptitude à l'usage... Ces évaluations, les informations ou recommandations qu'elles contiennent, servent à guider les acteurs dans leurs choix et décisions. Aussi, chaque acteur est invité à consulter leur contenu pour connaître les meilleures dispositions qu'il devrait prendre pour faire le meilleur usage du procédé considéré.

Dans le domaine du solaire thermique, on trouve les évaluations techniques et certifications volontaires suivantes :

- Avis techniques et Appréciation Techniques d'Expérimentation (dénommées « évaluations techniques collégiales »),
- Les avis de chantier,
- La certification QB Procédés solaires (QB39, qui remplace la certification CSTBat 14),
- La certification Solar Keymark.

Dans le domaine du solaire photovoltaïque, les évaluations techniques, les homologations et label volontaires sont les suivants :

- Avis techniques, Appréciation Techniques d'Expérimentation et Évaluation Technique de Produits et Matériaux (dénommées « évaluations techniques collégiales »),
- Les avis de chantier,
- L'homologation des modules photovoltaïques aux normes IEC,
- Le label AQPV à destination des entreprises de construction et d'ingénierie des centrales photovoltaïques au sol,
- Ainsi que les Enquêtes de Technique Nouvelle.

2.1 Les évaluations techniques collégiales

Une évaluation technique collégiale est une évaluation technique délivrée par le consensus d'un groupe d'experts de la filière : Avis Technique, Appréciation Technique d'Expérimentation ou Évaluation Technique de Produits et Matériaux (ETPM).

2.1.1 L'Avis Technique ou Document Technique d'Application (ATec ou DTA)

Les Avis Techniques ou Documents Techniques d'Application sont délivrés par le CCFAT¹².

La Commission Chargée de Formuler les Avis Techniques (CCFAT) est constituée auprès du ministre chargé de la construction, par arrêté du 21 mars 2012¹³. L'Avis Technique de la commission se prononce sur l'aptitude à l'emploi des produits ou procédés non traditionnels. Lorsque la demande concerne un produit faisant l'objet d'un marquage CE, l'avis est délivré sous la forme d'un Document Technique d'Application. Le terme Avis Technique, utilisé sous forme générique, comprend également le Document Technique d'Application.

L'Avis Technique, basé sur une démarche volontaire d'un demandeur, désigne **l'avis collégial** formulé par un groupe d'experts représentatifs des professions, appelé Groupe Spécialisé sur l'aptitude à l'emploi des procédés innovants de construction. Cette opinion est basée notamment sur la prise en compte des exigences réglementaires et de durabilité pour les techniques non traditionnelles. L'Avis Technique ne constitue pas une certification de produits au sens du Code de la consommation.

Comme vu au paragraphe 1.7, il est délivré des Avis Techniques et non des Documents Techniques d'Application sur les systèmes photovoltaïques et solaires thermiques.

Le Groupe Spécialisé en charge du **domaine photovoltaïque** est le **GS n°21 « Procédés photovoltaïques »**.

Le Groupe Spécialisé en charge du **domaine solaire thermique** est le **GS n°14.4 « Solaire thermique et récupération d'énergie par vecteur eau »**.

2.1.1.1 Qui demande un ATec et pourquoi ?

La demande d'Avis Technique est généralement réalisée par le fabricant, le donneur de licence ou le fabricant sous licence.

Plusieurs sociétés peuvent présenter une demande commune en justifiant les engagements réciproques nécessaires aux respects des revendications de l'Avis Technique ; par exemple : le fabricant du système de montage et le fabricant des modules.

¹² <https://www.ccfat.fr/la-ccfat/missions-et-activites/>

¹³ <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000025561691/>

Pour les Avis Techniques des procédés photovoltaïques, il existe une démarche simplifiée permettant d'anticiper l'évolution des modules photovoltaïques et permettre leur interchangeabilité : la grille des modules (voir § 2.1.4).

A noter : Des dizaines d'Avis Techniques de capteurs solaires thermiques et chauffe-eau solaires à thermosiphon ont été délivrés depuis plus de 20 ans avec un domaine d'emploi visant les départements et régions d'Outre-mer. Également, des Appréciations Techniques d'Expérimentation de systèmes photovoltaïques ont été délivrées avec un domaine d'emploi dans les DROM. A la date de rédaction de ce guide, il existe un Avis Technique de système photovoltaïque avec des modules flexibles visant ces territoires mais pas encore d'Avis Technique de système photovoltaïque avec modules cadrés.

2.1.1.2 Les rôles des acteurs en ATec

- **La Commission Chargée de Formuler les Avis Techniques (CCFAT) :**

La CCFAT est chargée par l'Etat de formuler les Avis Techniques, destinés à mettre à disposition des acteurs de la construction des éléments d'appréciation sur la façon de concevoir et de construire des ouvrages au moyen de produits ou procédés ne relevant pas des savoir-faire et pratiques traditionnels. Elle a, en particulier, à :

- Veiller à la bonne application des documents régissant la procédure des Avis Techniques,
- Constituer les Groupes Spécialisés, orienter et contrôler leurs activités,
- Favoriser l'intégration des procédés et produits nouveaux dans le domaine traditionnel et assurer la coordination avec les organismes chargés de la normalisation.

La Commission examine les candidatures des membres des Groupes Spécialisés après recueil de l'avis du Président de chaque Groupe Spécialisé. Elle arrête en séance, au cas par cas, la composition de chaque Groupe Spécialisé.

Le CSTB assure le secrétariat de la CCFAT et publie les avis formulés sur le site de la CCFAT.

- **Le Groupe Spécialisé n°21 (procédés photovoltaïques) et n°14.4 (procédés solaires thermiques et systèmes de récupération d'énergie) :**

Les Groupes Spécialisés instruisent, sous l'autorité de la CCFAT, les demandes d'Avis Technique des systèmes photovoltaïques ou solaires thermiques et se prononcent à leurs sujets.

Les Groupes Spécialisés sont composés d'experts techniques appartenant aux catégories professionnelles suivantes :

- Maîtres d'ouvrages et maîtres d'œuvre (architectes, ingénieurs conseils, bureaux d'études, ...),
- Contrôleurs techniques,
- Entreprises de mise en œuvre,
- Fabricants de composants et de systèmes solaires,
- Organisme de l'Etat,
- Laboratoire d'essais,
- Organisations professionnelles.

Chaque membre est nommé pour une durée de trois ans, renouvelable ; leur nomination est assujettie au maintien de leur expertise personnelle, à l'assiduité aux travaux de leurs compétences et à l'objectivité de leur comportement. Chaque membre s'engage, au travers d'une déclaration renouvelée périodiquement, à la confidentialité, l'assiduité, l'impartialité et à l'objectivité, notamment sur le plan de l'honnêteté intellectuelle, technique et scientifique, et au respect des autres experts et personnes invitées à participer aux travaux du Groupe Spécialisé.

Les membres de Groupe Spécialisé sont nommés *intuitu personae* ; ils ne peuvent pas être suppléés. **Il est possible de déposer sa candidature pour devenir membre d'un Groupe Spécialisé sur le site de la CCFAT¹⁴.**

Sur proposition du Groupe Spécialisé, la CCFAT nomme le Président et Vice-président (Art. 9 de l'arrêté du 21 mars 2012), choisis parmi les membres n'appartenant pas à la catégorie professionnelle

¹⁴ <https://www.ccfat.fr/groupes-specialises/nous-rejoindre/>

« Industriels, fabricants ou Organisations professionnelles représentatives de cette catégorie ». Chaque nomination est établie pour une durée de trois ans, renouvelable.

Le Rapporteur CSTB assure le secrétariat du Groupe Spécialisé en liaison avec son Président et Vice-président. Il organise les comités qui se déroulent à la fois en présentiel et en visio Teams.

- **L'instructeur CSTB**

Des instructeurs CSTB sont en charge des dossiers de demande et des travaux du Groupe Spécialisé sous l'égide du Rapporteur. Ils instruisent les demandes d'Avis Techniques et les rapportent auprès du Groupe Spécialisé.

- **Le demandeur d'Avis Technique :**

Le titulaire du système photovoltaïque ou l'exploitant sous licence peuvent demander un Avis Technique. Plusieurs sociétés peuvent présenter une demande commune en justifiant les engagements réciproques nécessaires aux respects des revendications de l'Avis Technique.

2.1.1.3 La procédure d'instruction des ATec

Les Avis Techniques photovoltaïques sont délivrés sur un système photovoltaïque complet, uniquement sur la partie courant continu, c'est-à-dire système de montage au bâti et les modules photovoltaïques associés (hors onduleurs).

La procédure d'instruction est détaillée dans le Règlement intérieur de la Commission Chargée de Formuler les Avis Techniques d'avril 2023, disponible sur le site de la CCFAT¹⁵.

Le demandeur d'un Avis Technique doit constituer un dossier technique aussi détaillé que possible, de façon à décrire :

- Le domaine d'emploi revendiqué,
- Chaque élément constitutif (pièces principales, vis, ossature secondaire pour fixer les modules, les modules eux-mêmes...),
- La mise en œuvre,
- Les contrôles de fabrication,
- Le mode de commercialisation,
- La formation, l'assistance technique et l'entretien.

Déroulement de la procédure – Les phases préparatoires

Pendant les phases préparatoires, le demandeur constitue son Dossier Technique en prenant en compte la jurisprudence formalisée du Groupe Spécialisé.



Figure 3 – Responsabilité de chaque acteur dans la procédure d'ATEc

Les étapes de la procédure d'Avis Technique

Une fois son Dossier Technique constitué, le demandeur peut déposer sa demande d'Avis Technique auprès du CSTB. Le CSTB instruit la demande : il analyse le dossier et prépare la présentation au Groupe Spécialisé.

Après la formulation de l'Avis par le GS, le CSTB a la charge de la finalisation et de la publication de l'Avis Technique (voir Figure 4).

¹⁵ [procedure-atec-fr.pdf \(ccfat.fr\)](https://www.ccfat.fr/procedure-atec-fr.pdf)

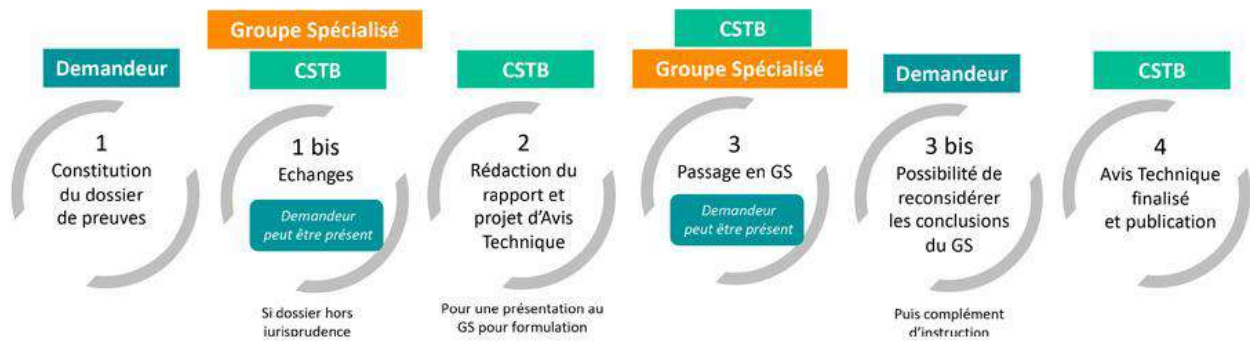


Figure 4 – Les étapes de la procédure d'ATec

Une procédure d'appel permet de demander un complément d'instruction et de demander au GS de reconsidérer son avis sur la base de justifications complémentaires.

Les prix 2023 de l'instruction d'un Avis Technique solaire thermique ou photovoltaïque : de 14 à 18 k€ selon le domaine d'emploi. La durée moyenne de la procédure constatée était de 6,1 mois en 2022, incluant la préparation du dossier technique par le demandeur.

La durée de validité d'un Avis Technique pour les systèmes solaires est fixée par les Groupes Spécialisés, en fonction de la complexité technique et des retours d'expérience : de l'ordre de 3 à 7 ans. Une cotisation de frais de gestion de l'ordre de 10% du montant de l'instruction initiale est perçue chaque année.

Pour les Avis Techniques des systèmes photovoltaïques, la procédure d'interchangeabilité des modules permettant d'établir une grille de modules compatibles avec l'Avis Technique figure au § 2.1.4.

2.1.1.4 Où consulter les ATec ?

Les Avis Techniques en cours de validité sont publiés :

- Sur le site du CSTB :
Lien direct pour tous les Avis Techniques valides publiés en photovoltaïque :
[Liste des ATec des systèmes photovoltaïques](#)¹⁶
Lien direct pour tous les Avis Techniques valides publiés en solaire thermique :
[Liste des ATec des systèmes solaires thermiques](#)¹⁷
- Sur le site Batipedia (accès gratuit, identification nécessaire) :
[Liste des ATecs sur Batipedia](#)¹⁸

En cliquant sur le lien ci-dessus, la liste des Avis Techniques classés par Groupes Spécialisés s'affiche (voir Figure 5).

Pour afficher la liste des Avis Techniques des procédés solaires, il faut sélectionner, pour le solaire thermique : « 14.4 » et pour le photovoltaïque : « 21 ».

¹⁶ <https://evaluation.cstb.fr/fr/rechercher/produits-evalues/?evaluations=atec&gs=21>

¹⁷ <https://evaluation.cstb.fr/fr/rechercher/produits-evalues/?evaluations=atec&familles=chauffage-solaire&tri=date>

¹⁸ [Batipédia - Recherche de documents \(batipedia.com\)](https://www.batipedia.com/)

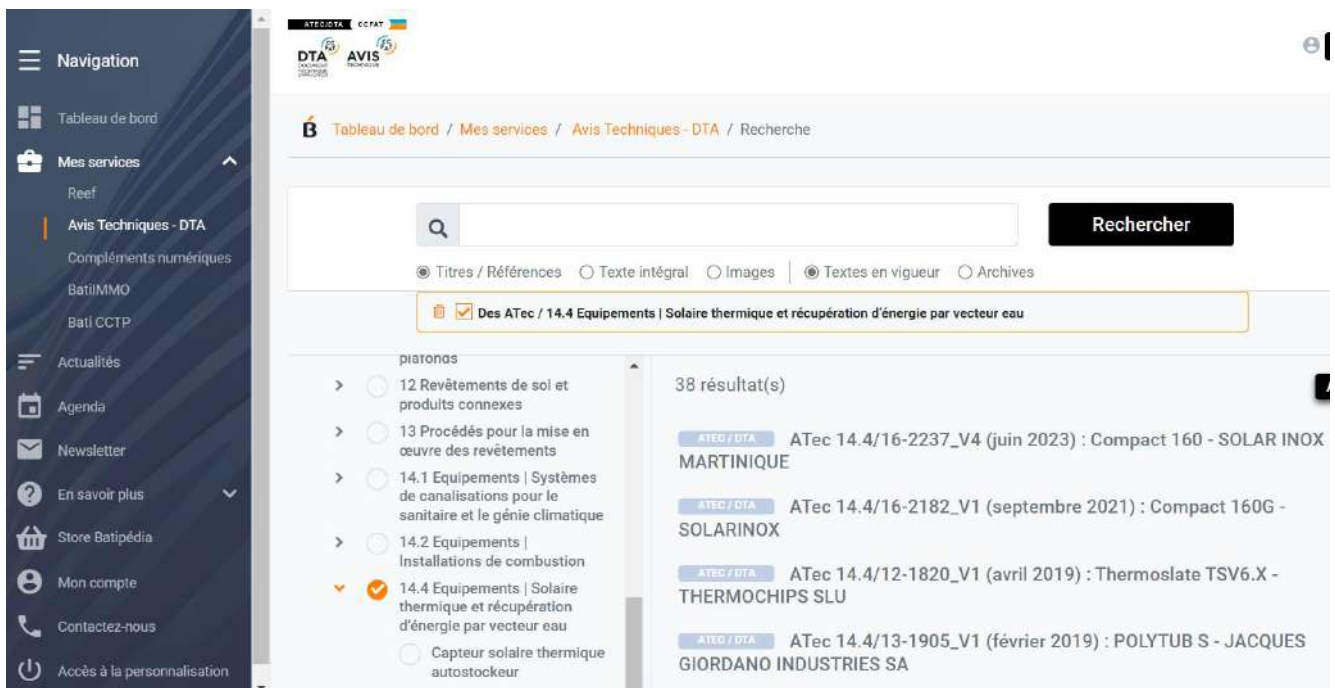


Figure 5 – Exemple de recherche d’Avis Technique solaire sur Batipedia

2.1.2 L’Appréciation Technique d’Expérimentation (ATEx)

2.1.2.1 Qui demande une ATEx et pourquoi ?

L’Appréciation Technique d’Expérimentation (appelée également « ATEx ») est une procédure rapide d’évaluation technique formulée **collégialement** par un groupe d’experts.

Cette procédure est un service du CSTB ayant pour but de favoriser le développement des innovations dans le bâtiment. Cette évaluation permet des premiers retours d’expérience sur la mise en œuvre de produits ou procédés en préalable à un Avis Technique

Parce que les maîtres d’œuvre et les assureurs manquent d’éléments pour apprécier les risques encourus, que les contrôleurs techniques peuvent hésiter à accompagner les maîtres d’ouvrage dans l’aventure de l’expérimentation ou la mise au point d’une nouveauté, l’Appréciation Technique d’Expérimentation est mise à disposition des innovateurs pour les aider à promouvoir des systèmes nouveaux.

Aménageurs, maîtres d’ouvrage ou maîtres d’œuvre peuvent engager des Appréciations Techniques d’Expérimentation en phase conception pour déployer en toute sécurité l’innovation dans un projet.

Ainsi, l’ATEx :

- Apporte une réponse sur la faisabilité du projet innovant et sur les choix techniques en conception,
- Spécifie les justifications à apporter en amont du chantier en optimisant leur réalisation,
- Sécurise le choix et l’intervention des entreprises de construction.

Plusieurs types d’Appréciation Technique d’Expérimentation sont possibles :

- ATEx cas a : l’Appréciation vise un système pour une durée limitée déterminée (en général 3 ans),
- ATEx cas b : l’Appréciation porte sur un projet de réalisation identifié (un ouvrage spécifique),
- ATEx cas c : l’Appréciation porte sur l’application à une nouvelle réalisation expérimentale par le même titulaire d’une ou plusieurs techniques, ayant précédemment fait l’objet d’une ATEx cas b à caractère favorable.

Sauf avis contraire du demandeur, les ATEx de cas a sont publiées sur le site du CSTB.

Les ATEx de cas b sont publiés sur demande du titulaire sur le site du CSTB.

2.1.2.2 Les rôles des acteurs en ATEEx

- **Le comité d'Experts de l'ATEEx :**

Il est constitué du président (CSTB) et d'un groupe restreint d'experts (hors CSTB). Ces experts sont choisis par le président en fonction de leurs compétences vis-à-vis du dossier évalué.

Sont également conviés au comité les experts représentant les organismes professionnels suivants : AIMCC, FILIANCE (anciennement COPREC), FFB, UNSFA.

- **Le rapporteur :**

Le rapporteur, désigné par le CSTB, est chargé de l'instruction de la demande d'ATEEx. Le rapporteur est en général un contrôleur technique. Il étudie le dossier technique, examine le prototype éventuel et s'informe des moyens de production. Il établit un rapport technique qu'il présente au comité.

- **Le demandeur d'ATEEx :**

L'Appréciation Technique d'Expérimentation est portée en général par :

- Des promoteurs d'innovation (industriels, entreprises...),
- Des concepteurs (architectes, bureaux d'études...).

2.1.2.3 La procédure d'instruction d'ATEEx

L'Appréciation Technique d'Expérimentation fait l'objet d'un Règlement établi par un Comité de Coordination collégial¹⁹ et figurant sur le site internet du CSTB.

Les principales étapes de la procédure d'Appréciation Technique d'Expérimentation sont les suivantes (voir Figure 6) :

- Le demandeur établit une demande d'ATEEx auprès du CSTB en précisant notamment le type d'ATEEx sollicitée (cas a, b ou c), les caractéristiques du système, l'objectif de l'expérimentation, la désignation des parties intéressées. Le demandeur accompagne sa demande d'un Dossier Technique composé des justificatifs disponibles permettant l'instruction de la demande.
- Le CSTB désigne le rapporteur chargé de l'instruction et indique sous 15 jours ouvrables au maximum si la demande est recevable.
- Le demandeur met son dossier technique au point et dépose un dossier finalisé dans un délai ne dépassant pas 6 mois.
- A réception du Dossier Technique finalisé, le rapporteur dispose d'un délai maximum d'un mois pour établir son rapport.
- Le comité d'ATEEx se réunit et délibère sur la base du rapport du rapporteur et du Dossier Technique du demandeur. Il formule l'Appréciation Technique d'Expérimentation avec une conclusion globale qui peut être favorable, défavorable ou provisoirement réservée.

¹⁹ [Règlement Appréciation Technique d'Expérimentation \(cstb.fr\)](http://cstb.fr)

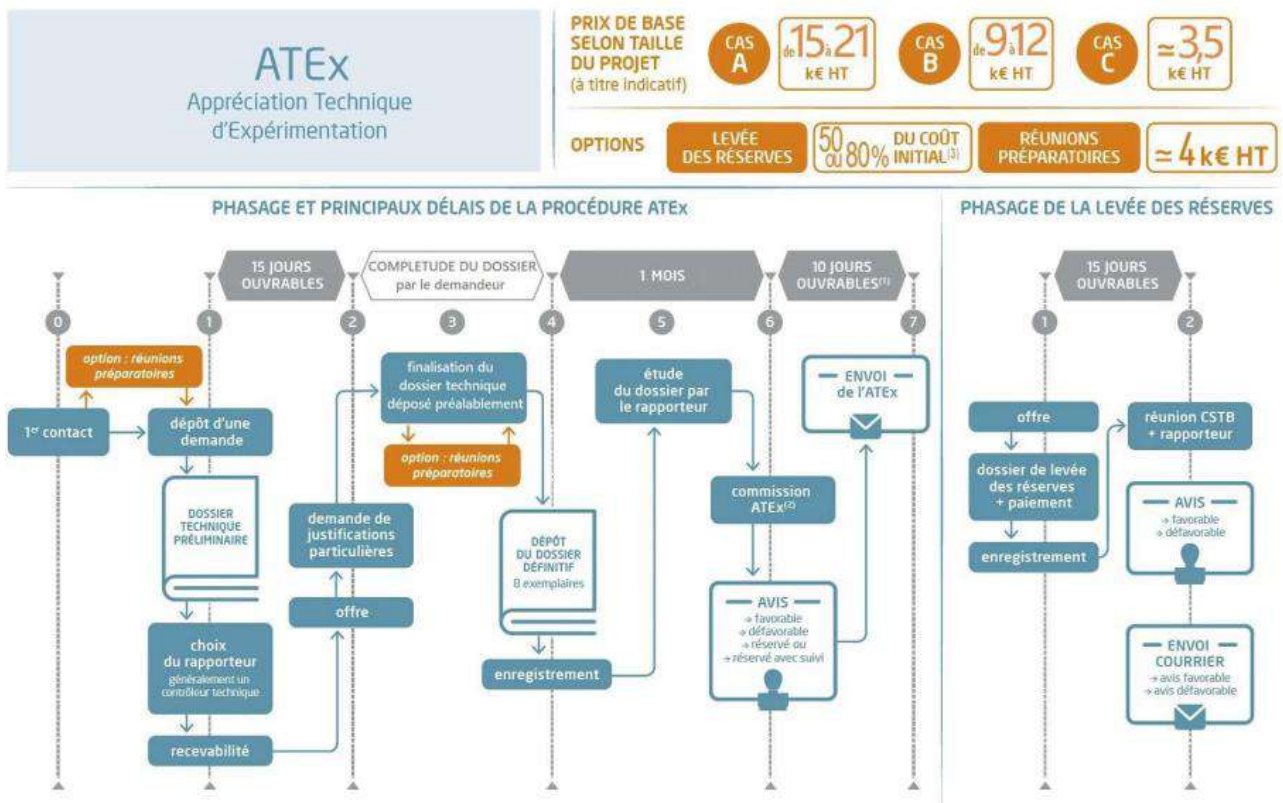


Figure 6 – Déroulé de la procédure d'ATEx

Le délai global, à partir du dépôt de la demande, est d'environ 3 mois.

Les tarifs en 2023 dépendent du type d'ATEx et de la complexité du système solaire. Pour un système photovoltaïque « simple » :

- ATEx de cas a : de 15 à 21 k€ HT
- ATEx de cas b : de 9 à 12 k€ HT
- ATEx de cas c : entre 3 et 4 k€

Ces tarifs peuvent être majorés si la participation d'experts instructeurs d'autres domaines (façade, toiture-terrasse, ...) s'avère nécessaire.

De la même manière, une Appréciation Technique d'Expérimentation de cas a associée à un système de montage :

- Soit des modules photovoltaïques directement décrits dans l'ATEx,
- Soit une liste évolutive de modules photovoltaïques compatibles avec le système, appelée « grille de modules », voir § 2.1.4.

2.1.2.4 Où consulter les ATEx sur les systèmes solaires ?

Les Appréciations Techniques d'Expérimentation pour les systèmes solaires sont accessibles sur le site du CSTB via les liens suivants :

[Liste ATEx Systèmes Solaires Photovoltaïques²⁰](https://evaluation.cstb.fr/fr/rechercher/produits-evalues/?evaluations=atex&prestations=atex-pv)

[Liste ATEx Systèmes Solaires Thermiques²¹](https://evaluation.cstb.fr/fr/rechercher/produits-evalues/?evaluations=atex&prestations=atex-solaire)

²⁰ <https://evaluation.cstb.fr/fr/rechercher/produits-evalues/?evaluations=atex&prestations=atex-pv>

²¹ <https://evaluation.cstb.fr/fr/rechercher/produits-evalues/?evaluations=atex&prestations=atex-solaire>

2.1.3 L'Évaluation Technique de Produits et Matériaux (ETPM)

Il arrive que l'industrie propose un produit, un matériau ou un semi-produit, pour lequel il n'existe pas de référentiel de caractérisation de certaines performances intrinsèques (norme d'essais par exemple), et qui interviendra comme constituant de divers produits, procédés ou équipements.

Pour pouvoir apprécier l'aptitude à l'emploi du produit, les acteurs ont besoin préalablement de connaître les caractéristiques intrinsèques du produit.

Le CSTB s'appuie sur son réseau d'expertise afin de procéder à l'évaluation de ces caractéristiques. Une fois cette expertise à caractère collégial recueillie, le CSTB délivre une évaluation sous la forme d'une Évaluation Technique de Produits et Matériaux (ETPM). Cette évaluation constitue principalement la base de travail commune dont auront besoin les instances d'évaluation de procédés de construction innovants (Groupes Spécialisés, comités d'ATEX, etc.). Elle peut également être délivrée en réponse à des prescriptions portées par des documents de règles de l'art de type NF-DTU pour lesquels les référentiels de caractérisation des produits ne sont pas disponibles.

De caractère volontaire, cette Évaluation Technique de Produits et Matériaux, du fait qu'elle ne vise qu'à déterminer des caractéristiques intrinsèques d'un produit ou d'un matériau, n'a pas de valeur d'Avis Technique au sens de l'arrêté modifié du 21 mars 2012. Elle ne dispense pas de vérifier l'aptitude du produit ou matériau à être incorporé dans un ouvrage déterminé, par consultation de documents de référence de l'application considérée (NF-DTU, Avis Techniques, ...).

Les ETPM sont publiées sur le site du CSTB²².

Dans le domaine photovoltaïque, des ETPM ont été délivrées pour des modules photovoltaïques bi-verre spécifiques.

2.1.4 La grille de modules photovoltaïques

2.1.4.1 Qui demande une grille de modules photovoltaïques et pourquoi ?

La grille de modules correspond à une liste de modules compatibles avec le système de montage considéré sous Avis Technique ou Appréciation Technique d'Expérimentation (voir Figure 7).

Cette grille est évolutive et permet d'ajouter aisément un module dans un système photovoltaïque sous ATec ou ATEEx. **Ainsi, l'évolution des modules photovoltaïques est tout à fait possible tout au long de la durée de validité d'un ATec ou d'une ATEEx.**

Le maître d'ouvrage, le maître d'œuvre ainsi que l'entreprise de mise en œuvre peuvent ainsi disposer d'une évaluation technique collégiale à jour par rapport aux modules photovoltaïques présents sur le marché.

Le délai d'instruction est de l'ordre d'1 mois à partir du dossier technique décrivant les caractéristiques des modules. La durée de validité est de 1 an, sans pouvoir excéder la date de validité de l'évaluation technique collégiale.

Les tarifs 2023 sont de l'ordre de :

- 1700 € HT pour une admission de la 1^{ère} grille de modules, au-delà des 6 gammes de modules incluses dans l'instruction initiale,
- 600 € HT pour un renouvellement de gamme de modules au bout d'1 an.

²² [ETPM - Rechercher - CSTB Évaluation](#)

Liste des gammes de modules vérifiées sur la base des critères d'acceptation de modules photovoltaïques en Avis Technique

21/G06/45-72_V3

Procédé photovoltaïque XXX

Fabricant	Gamme de modules	Tension maximale	Plages de puissances	Dimensions hors-tout (mm)	Validité en cours à renouveler avant le (*)	n° d'Avis Technique	Extension commerciale
						21/45-72	21/45-72-E1
YYY	Module Y	1 000 V	295 W_{c} à 310 W_{c}	1 650 x 991 x 40	15/03/2024	A	A
ZZZ	Module Z	1 500 V	290 W_{c} à 305 W_{c}	1 640 x 992 x 40	20/04/2024	B	-

(*) : la date ne peut dépasser la date de fin de validité de l'Avis Technique associé

Détail des caractéristiques des modules :

Légende :

- P_{max} : Puissance au point de puissance maximum.
- U_{oc} : Tension en circuit ouvert.
- U_{nom} : Tension nominale au point de puissance maximum.
- I_{sc} : Courant de court-circuit.
- I_{nom} : Courant nominal au point de puissance maximum.
- $\alpha_{P_{max}}$: Coefficient de température pour la puissance maximum.
- $\alpha_{U_{oc}}$: Coefficient de température pour la tension en circuit ouvert.
- $\alpha_{I_{sc}}$: Coefficient de température pour l'intensité de court-circuit.

Figure 7 – Exemple de grille de modules associée à un ATec

2.1.4.2 Les rôles des acteurs pour valider une grille de modules photovoltaïques

- **Le demandeur d'une grille de modules :**
Le demandeur d'une grille de modules est le titulaire ou demandeur de l'Avis Technique ou de l'Appréciation Technique d'Expérimentation portant sur le procédé photovoltaïque pour lequel la demande de vérification de modules est faite.
- **Le fabricant de modules :**
Le fabricant de modules peut prendre en charge le dossier technique à constituer, le demandeur restant responsable de l'ensemble de la démarche.
- **L'instructeur de la demande :**
L'instructeur CSTB vérifie les caractéristiques des modules présentés, conformément au référentiel de vérification des modules photovoltaïques (voir § 2.1.4.3).
- **Le Groupe Spécialisé n°21 (procédés photovoltaïques) :**
La grille de modules est présentée au Groupe Spécialisé pour validation.

2.1.4.3 La procédure d'instruction d'une grille de modules photovoltaïques

Le référentiel de vérification des modules photovoltaïques en Avis Technique ²³ est téléchargeable sur le site de la CCFAT.

²³ <https://www.ccfat.fr/groupe-specialises/telecharger/rfrentiel-vrification-modules-9109/>

Lors d'une nouvelle demande d'évaluation technique (ATec ou ATEEx) portant sur un procédé photovoltaïque, le demandeur déclare s'il définit les modules photovoltaïques de façon complète (fabricant, dénomination commerciale) ou de façon générique.

Pour un Avis Technique en cours de validité, le changement de l'un à l'autre mode de définition des modules peut s'effectuer dans le cadre d'une révision partielle ou complète.

Pour bénéficier de la grille des modules, au préalable, le titulaire doit donc avoir décrit les modules de façon générique dans son ATec ou ATEEx.

Exemple de description :

- Longueur comprise entre 1 665 et 1 685 mm,
- Largeur comprise entre 1 000 et 1 002 mm,
- Hauteur du cadre comprise entre 35 et 42 mm,
- Masse spécifique comprise entre 10,9 et 11,0 kg/m².

Cette démarche s'attache à vérifier :

- La conformité documentaire concernant la sécurité électrique des modules photovoltaïques,
- Les caractéristiques de durabilité des modules photovoltaïques,
- L'aptitude à l'usage des modules photovoltaïques, en termes dimensionnels et mécaniques, au sein du procédé photovoltaïque faisant l'objet d'une évaluation technique (ATec ou ATEEx).

Cette vérification est une reconnaissance de la conformité de caractéristiques démontrant qu'un module photovoltaïque peut être intégré en tant qu'élément constitutif d'un procédé photovoltaïque faisant l'objet d'un Avis Technique ou d'une Appréciation Technique d'Expérimentation.

Le demandeur constitue un dossier technique contenant les informations requises pour cette vérification. Ces informations doivent être déclarées par le fabricant de modules, justifiées et contrôlables dans la BOM des modules (*Bill Of Materials : nomenclature des composants du module*). La BOM n'est pas nécessairement incluse dans le dossier technique mais peut être exigée par le CSTB dans le cas où il apparaît nécessaire de vérifier la déclaration du fabricant de modules.

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

Exemple (voir Figure 8) : Une grille de vérification portant la référence 21/G06/45-72_V3 est utilisable exclusivement en association avec l'Avis Technique n°21/45-72_V3. La mention « G06 » indique le numéro de version de la grille de modules (dans ce cas : 6^{ème} version).

La version la plus récente de la grille de vérification est celle publiée sur le site de la CCFAT, en association avec l'évaluation technique concernée. Elle annule et remplace les versions antérieures.

2.1.4.4 Où consulter les grilles de modules photovoltaïques ?

Les grilles de modules associées aux Avis Techniques ou aux Appréciations Techniques d'Expérimentation sont accessibles via le lien vers la liste des ATec ou ATEEx.

Cliquez sur [Liste des ATec des systèmes photovoltaïques](#) ²⁴

Sélectionner un ATec dans la liste et cliquez sur l'icône « document », selon Figure 8 :

<p>ATec 21/45-72_V3 Publié le 20/02/2023</p>		<p>SYSTEME SOLAIRE PV + Société SOLAIRE PV</p> <p>Module photovoltaïque rigide en surimposition couverture petits éléments</p>	 
--	---	---	--

Figure 8 – Consultation d'un ATec de système photovoltaïque

²⁴ <https://evaluation.cstb.fr/fr/rechercher/produits-evalues/?evaluations=atec&familles=photovoltaique&tri=date&page=1>

Vous accédez ainsi à la grille de vérification des modules associée au système photovoltaïque sous ATec.

Avis Technique n° 21/45-72_V3

SYSTEME SOLAIRE PV +

Documents

[Documents généraux téléchargeables](#)

[Texte intégral](#) (PDF publié le 20/02/2023)

[Grille de vérification](#)

Figure 9 – Consultation d'une grille de modules photovoltaïques associés à un ATec

Pour les systèmes photovoltaïques sous ATEEx, les grilles de vérification des modules sont directement intégrées en fin du dossier technique annexé à chaque ATEEx.

La liste des ATEEx est accessible via le lien suivant : [Liste ATEEx Systèmes Solaires Photovoltaïques](#)²⁵

2.1.5 Le domaine d'emploi d'une évaluation technique collégiale

Le domaine d'emploi d'une évaluation technique collégiale définit les caractéristiques du bâtiment et sa localisation avec lesquelles l'évaluation technique est valable (par exemple : zone géographique, type de support, charges climatiques, ...). Tout système solaire doit être installé conformément à son domaine d'emploi. En dehors de ce cadre, des éléments essentiels, notamment comme la résistance mécanique du procédé ou sa durabilité, sont susceptibles de ne plus être assurés.

2.1.5.1 Principaux éléments du domaine d'emploi

Les évaluations techniques collégiales fournissent, pour chaque procédé, les conditions d'emploi sur les principaux éléments suivants :

- **Zones géographiques :** Installation dans les DROM et/ou la France Métropolitaine.
- **Charges climatiques admissibles :**
Charges maximales admissibles de vent au-delà desquelles la stabilité du système peut ne plus être assurée (exemples : échappement d'un module, casse d'un élément du système de montage...).
- **Caractéristiques du bâtiment d'implantation :**
 - Structure bois / acier / béton.
 - Bâtiment neuf ou existant.
 - Bâtiment ouvert / fermé.
- **Caractéristiques de la couverture ou de la toiture sur laquelle est installé le système :**
 - Pentés minimales et maximales.
 - Limitation éventuelle de la longueur de rampant.
 - Eventuellement sections et espacements des éléments de charpente.
- **Implantation des modules photovoltaïques :**
 - Sur la surface totale ou partielle de la couverture.
 - En orientation portrait et/ou paysage.
 - Respect de zones de sécurité/accessibilité où les modules ne sont pas implantés.
- **Exposition atmosphérique et ambiance intérieure :**
 - Atmosphères extérieures : limitations concernant la distance au bord de mer, la présence d'une atmosphère industrielle ou urbaine sévère.
 - Ambiance intérieure des locaux en sous-face de l'installation : locaux à faible, moyenne, forte ou très forte hygrométrie.
- **Séisme :**
Couples zone de sismicité / catégorie d'importance du bâtiment où l'installation du système est possible.

²⁵ <https://evaluation.cstb.fr/fr/rechercher/produits-evalues/?evaluations=atex&prestations=atex-pv>

Les recommandations d'ordre général, non spécifiques au système solaire examiné, comme par exemple, les ombres portées qui peuvent entraîner des dégradations des modules photovoltaïques et éventuellement des risques d'incendie figurent dans le chapitre « Prescriptions techniques ».

2.1.5.2 Pour qui est-ce utile et pourquoi ?

Le domaine d'emploi d'une évaluation technique collégiale permet aux bureaux d'études, aux bureaux de contrôle et aux installateurs de vérifier la capacité du bâtiment à accueillir le système photovoltaïque.

A titre d'exemple, il est nécessaire de déterminer les charges climatiques s'appliquant sur le chantier considéré (en couverture, il faut notamment prendre en compte les actions majorées du vent en rive ou en angle) et de vérifier que celles-ci restent inférieures aux valeurs de charges climatiques admissibles définies dans le domaine d'emploi.

Un système photovoltaïque sous Avis Technique ou sous Appréciation Technique d'Expérimentation est caractérisé par son domaine d'emploi sur le bâtiment. En cas de sinistre, l'expert en bâtiment aura pour mission de comparer le domaine d'emploi et le système photovoltaïque indiqués dans l'évaluation technique par rapport à ce qui a été réalisé sur le chantier.

2.1.5.3 Où consulter le domaine d'emploi d'une évaluation technique collégiale ?

Les évaluations techniques collégiales possèdent systématiquement un chapitre concernant le domaine d'emploi accepté qui précise les conditions d'emploi avec lesquelles l'évaluation technique est valable.

2.3. Domaine d'emploi

Chauffe-eau solaire individuel autostockeur destiné au chauffage d'eau chaude sanitaire avec passage direct de l'eau sanitaire dans la cuve de stockage.

- Utilisation des chauffe-eaux sous un angle compris entre 0° (0%), et 45° (100%) correspondant à la limite d'emploi des chauffe-eaux.
- Utilisation dans les atmosphères extérieures suivant les indications du **tableau 1** en annexe.
- Implantation pouvant être réalisée de manière dite « indépendante sur support » dans les DOM (Guadeloupe, Martinique, Réunion, Mayotte et Guyane) :
 - sur toitures inclinées revêtues de tôle ondulée ou plaque nervurée,
 - sur toiture-terrasse,
 - au sol.

Figure 10 – Exemple de domaine d'emploi d'un Avis Technique de CESI à thermosiphon (Source : ccfat).

2.2 Cadre d'utilisation

2.21 Dispositions générales

Le procédé est employé :

- En travaux neufs et de réfection,
- En France métropolitaine pour les climats de plaine,
- Dans les DOM, sur éléments porteurs en maçonnerie ou tôle d'acier nervurée,
- Sur versants plans et courbes,
- Sur toitures-terrasses et toitures inclinées inaccessibles.

2.22 Domaine d'emploi du procédé en fonction de la zone de vent

Les limites d'exposition au vent (*selon les règles NV 65 modifiées*) du système dépendent du mode de mise en œuvre du revêtement d'étanchéité :

- Revêtement fixé mécaniquement :

Le procédé est destiné aux zones 1, 2, 3, 4 et 5 tous sites de vent (*selon Règles NV 65 modifiées*). La densité de fixation est calculée selon les dispositions du paragraphe 4.4.

- Revêtement soudé :

Les valeurs limites de dépression dépendent du choix du pare vapeur et du mode de fixation de l'isolant (cf. *Tableau 6b*).

- Revêtement autoadhésif :

Les valeurs limites de dépressions admissibles en fonction du support sont données dans le *Tableau 7*. Elles sont à comparer aux valeurs de dépression calculées par référence aux Règles NV 65 et leur modificatif n° 4 de février 2009 en vent extrême.

Sur isolant thermique, le type d'isolant et sa mise en œuvre peuvent entraîner une restriction du domaine d'emploi comme prescrit dans son DTA. De plus, la dépression au vent extrême ne doit pas dépasser la valeur limite de 6 333 Pa.

Les valeurs limites de dépressions admissibles pour chacun des revêtements du procédé sont reprises dans les Tableaux 2a et 2b.

Figure 11 – Exemple de domaine d'emploi d'un Avis Technique de système photovoltaïque flexible (Source : ccfat).

2.2 Les autres évaluations techniques

2.2.1 L'Enquête de Technique Nouvelle (ETN)

L'Enquête de Technique Nouvelle (ETN) sur les systèmes photovoltaïques est délivrée, à la date de rédaction de ce Guide, par deux bureaux de contrôle en France. Elle ne fait pas appel à un comité d'experts extérieurs à l'organisme. Elle n'est donc pas considérée comme une évaluation technique collégiale.

L'ETN n'est pas une certification au sens du code de la consommation. Elle n'est pas publiée sur le site du bureau de contrôle.

Elle concerne uniquement les éléments constitutifs assurant la fonction « clos et couvert » au sens des articles 1792 et suivants du Code Civil et dans l'optique de permettre une prévention des aléas techniques relatifs à la solidité dans les constructions achevées (mission L relative à la solidité des ouvrages, sous accréditation, selon la loi du 04 janvier 1978 et la norme NF P 03-100).

Elle exclut l'analyse de toute autre fonction et/ou aléas au sens de la norme NF P 03-100 : solidité des équipements dissociables, solidité des existants, stabilité des ouvrages avoisinants, sécurité des personnes en cas d'incendie, stabilité en cas de séisme, isolation thermique, étanchéité à l'air, isolation acoustique, fonctionnement des installations, hygiène et santé, démolition, risques naturels exceptionnels et technologiques, conformité au règlement de la construction, ...

Elle exclut également toute garantie de performance ou de rendement.

L'ETN n'est pas associé à un contrat de louage d'ouvrages.

L'examen des dispositions liées à **la sécurité électrique du champ photovoltaïque n'est notamment pas réalisé dans le cadre de l'ETN ni la vérification de la tenue de la structure porteuse associée au système** (vérification sous poids propre, charges permanentes et sollicitations climatiques...). Il est considéré que cette étude préalable de stabilité est à réaliser systématiquement pour chaque chantier.

L'ETN est classée par les assureurs en technique non courante (voir § 1.3), ce qui peut entraîner, au cas par cas, des tarifs d'assurance majorés selon l'analyse des risques de sinistralité. Les risques sont liés à l'incertitude de retour d'expérience collégial d'experts du secteur quant aux performances réelles de l'ouvrage ainsi constitué sur le long terme, à la sécurité de la mise en œuvre, aux raccordements électriques et à la durabilité des matériaux utilisés.

L'ETN vise, à partir des éléments techniques et juridiques fournis par le demandeur (en général, un fabricant de système de montage), à donner un avis de principe sur un procédé innovant de technique non traditionnelle.

L'étendue de la mission se base principalement sur l'analyse des éléments suivants :

- Définition et domaine d'emploi du procédé,
- Matériaux et composants : pré-requis légaux, conditions de fabrication, d'identification, de contrôle interne et externe, traçabilité,
- Règles de dimensionnement et de mise en œuvre,
- Conditions de durabilité,
- Références.

Les tarifs de l'ETN sont spécifiques à chaque bureau de contrôle ; ils sont du même ordre que les évaluations techniques collégiales.

L'ETN est valable au maximum 3 ans.

2.2.2 L'Avis de chantier

L'avis de chantier est une procédure spécifique au marché français pour les ERP ou ICPE, selon l'article 14 de l'arrêté du 14 mars 2011, modifiant l'arrêté du 22 mars 2004.

Il s'agit d'un avis d'expert sur un procédé dont le comportement au feu a généralement déjà été évalué par ailleurs, mais dans des conditions qui ne sont pas celles du chantier visé. Il s'appuie sur l'analyse d'un dossier technique étayé par des données expérimentales, éventuellement des calculs et des résultats de simulation numérique. Il évite la réalisation d'un nouvel essai de résistance au feu.

L'avis de chantier est donc spécifique à l'ouvrage du chantier ; il doit être réalisé par un laboratoire agréé par le Ministère. Pour répondre de manière optimale aux besoins des acteurs, la délivrance d'un avis de chantier est une intervention réalisée dans des délais rapides.

Selon la localisation et la distance par rapport aux autres bâtiments, le classement B-roof (t3) peut être exigé pour certains ERP ou ICPE²⁶.

2.3 La certification de produit

La certification²⁷ est une démarche volontaire.

La certification assure la conformité du produit aux exigences techniques définies au référentiel de certification propre à chaque marque. Les exigences sont spécifiées en recueillant les attentes des acteurs concernés ; la certification est au service de ces acteurs et leur apporte la confiance dans l'adéquation des produits à leurs besoins. Pour faciliter l'identification des produits certifiés, elle se matérialise par la délivrance du droit d'usage d'une marque de qualité

La certification est réalisée par un organisme certificateur indépendant du fabricant. La certification implique un contrôle en usine par l'organisme certificateur du processus de fabrication et des procédures d'autocontrôle. Un suivi des caractéristiques est également réalisé par prélèvement par l'organisme certificateur et par des tests de conformité suite à des essais de suivi dans le laboratoire de la marque, indépendant du fabricant.

Ainsi, la certification rassure le consommateur quant à la constance de la production.

En tant qu'acteur du bâtiment, le CSTB dispose de sa propre marque de certification : la marque QB. A partir de 2015, la marque de certification QB a remplacé les anciennes marques « CSTBat ».

Pour certains produits, l'exploitation de la marque QB peut être concédée à d'autres organismes.

A noter :

Une certification de produit concerne principalement les produits visés et n'apporte pas ou peu d'information sur la mise en œuvre de ces produits.

2.3.1 La certification QB Procédés solaires

La marque QB pour les procédés solaires thermiques est délivrée par Eurovent Certita Certification²⁸.

La certification QB concerne des procédés solaires (capteurs ou chauffe-eau solaires thermiques) qui disposent par ailleurs d'un Avis Technique concernant leurs conditions d'aptitude à l'emploi.

Les caractéristiques certifiées sont les suivantes :

- Pour les capteurs solaires thermiques :
 - Dimensions : superficie,
 - Caractéristiques de performances thermiques.
- Pour les CESI et autostockeurs :
 - Dimensions : volume nominal du ballon et superficie des capteurs,
 - Caractéristiques de performance thermique : notamment les productions pour les stations météo de Gillot et le Raizet.

2.3.2 La certification Solar Keymark

La certification Solar Keymark est une certification européenne délivrée par différents organismes de certification²⁹.

²⁶ [Arrêté du 25 mai 2016 modifiant l'arrêté du 4 octobre 2010 relatif à la prévention des risques accidentels au sein des installations classées pour la protection de l'environnement soumises à autorisation - Légifrance \(legifrance.gouv.fr\)](#)

²⁷ Pour aller plus loin :

- <https://evaluation.cstb.fr/fr/certifications-produits-services/>
- <https://evaluation.cstb.fr/doc/certification/certification-en-7-questions.pdf>

²⁸ <https://www.eurovent-certification.com/fr/>

²⁹ <https://solarkeymark.eu/>

Elle est basée principalement sur les normes EN 12975, ISO 9806 et EN 12976. Les performances thermiques font partie des caractéristiques certifiées ; elles sont données pour 4 stations météo d'Europe continentale : Athènes, Davos, Stockholm et Würzburg.

2.3.3 L'homologations des modules solaires photovoltaïques

Le marché photovoltaïque est couvert par plusieurs organismes d'essais et de certification, par exemple : Certisolis (France), Eliosys (Belgique), TÜV Rhienland (Allemagne), ...

Les essais de conformité réalisés par ces organismes sont basés sur les normes IEC : EN IEC 61215-1 et -2, EN IEC 61730-1 et EN IEC 61730-2 notamment.

Les homologations délivrées apportent un niveau de confiance complémentaire par rapport au marquage CE relatif à la directive basse tension obligatoire sur ces produits.

3 LES FINANCEMENTS

3.1 Les financements pour la filière solaire thermique

3.1.1 Le cadre réglementaire applicable au solaire thermique dans les DROM

Depuis le 1er janvier 2016, dans les départements de la Guadeloupe, de la Martinique, et de la Réunion, ainsi que dans certaines zones de Guyane (définies par l'arrêté du 11 janvier 2016) et à Mayotte, lorsqu'un système de production d'eau chaude sanitaire est installé dans un logement neuf, 50 % des besoins en eau chaude sanitaire de chaque logement, et non pas de chaque bâtiment, doivent être à minima couverts par un système de production ayant recours à l'énergie solaire, sauf si l'ensoleillement de la parcelle ne le permet pas. Ces dispositions sont définies dans l'article R192-2 du code de la construction et de l'habitation³⁰.

Les dispositifs de soutien à la filière sont décrits dans les paragraphes suivants.

3.1.2 Les aides aux particuliers

Pour les particuliers, il existe des aides à l'installation de chauffe-eau solaire thermique via différents dispositifs. Pour évaluer le dispositif le plus adapté, il est possible de contacter l'Espace France Renov de votre territoire qui pourra vous conseiller sur les différentes aides éligibles³¹, par exemple :

- Aide Ma Prime Renov,
- Aides régionales suivant les territoires (se rapprocher de votre Région ou de votre Département),
- Aide « Agir Plus d'EDF » via le cadre territorial de compensation (se rapprocher d'EDF en local),
- Aide des certificats d'Economie d'Energie (CEE) via la fiche CEE « BAR TH 124³² » proposée par certaines entreprises.

3.1.3 Les aides aux entreprises et collectivités

Les entreprises et collectivités peuvent également bénéficier d'aides aux études et à l'investissement sur des installations de production d'eau chaude solaire thermique :

- Financement des études : se rapprocher de l'ADEME³³.
- Financement des installations neuves solaires thermiques, au travers de dispositifs suivants :
 - Aides de l'ADEME via le fond chaleur³⁴,
 - Aide l'ADEME via le Fonds Tourisme Durable³⁵,
 - Aides régionales suivant les territoires (se rapprocher de la Région ou du Département),

³⁰ [Article R192-2 - Code de la construction et de l'habitation - Légifrance \(legifrance.gouv.fr\)](#)

³¹ <https://france-renov.gouv.fr/services-france-renov>

³² [BAR-TH-124 \(ademe.fr\)](#)

³³ <https://agirpoulatransition.ademe.fr>

³⁴ <https://agirpoulatransition.ademe.fr>

³⁵ <https://agirpoulatransition.ademe.fr>

- Aide « Agir Plus d'EDF » via le cadre territorial de compensation (se rapprocher de l'antenne EDF du territoire),
- Aide des certificats d'Economie d'Energie (CEE) via les fiches CEE « BAR TH 135³⁶ » et « BAT TH 121³⁷ » proposées par certaines entreprises,
- Crédit d'impôt pour la rénovation énergétique des TPE/PME³⁸.
- Financement de la réhabilitation d'installations solaires thermiques collectives existantes : Se rapprocher de l'ADEME³⁹.

3.2 Les financements pour la filière solaire photovoltaïque

3.2.1 Tarif d'achat

A la date de rédaction de ce guide, l'Arrêté du 4 mai 2017 (dit « S17 »)⁴⁰ fixe les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte et à la Réunion.

On notera aussi les Appels d'Offre de la CRE sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire, situées dans les zones non interconnectées (ZNI), qui relèvent du Code de l'Énergie. Ces Appels d'Offres exigent des installations respectant les prescriptions et le domaine d'emploi de l'évaluation technique en cours de validité des systèmes photovoltaïques mis en œuvre (ATec, ATEx, ETN...).

3.2.2 Les aides aux particuliers

Pour les particuliers, il existe des aides à l'installation de panneaux photovoltaïques.

Pour vérifier l'existence d'un dispositif d'aide sur votre territoire, il est possible de contacter l'**Espace France Renov** le plus proche⁴¹. Il pourra vous conseiller sur les différentes aides éligibles aux particuliers comme l'aide régionale sur l'île de La Réunion : Aide au chèque Photovoltaïque sur la Région Réunion⁴².

3.2.3 Les aides aux entreprises et collectivités

Les entreprises et collectivités peuvent également bénéficier d'aides aux études et à l'investissement sur des installations photovoltaïques.

- Financement des études : se rapprocher de l'ADEME⁴³.
- Financement des installations photovoltaïques neuves, au travers de dispositifs suivants :
 - Aides régionales suivant les territoires (se rapprocher de la Région ou du Département),
 - Subvention Investissement Outre-mer de la Banque Publique d'Investissement (BPI France) pour les PME⁴⁴,
 - Défisicalisation pour les installations photovoltaïques en autoconsommation.

³⁶ [BAR-TH-135 \(ademe.fr\)](https://www.ademe.fr/actualites/actualites/2017/05/04/actualites-bar-th-135)

³⁷ [BAT-TH-121 \(ademe.fr\)](https://www.ademe.fr/actualites/actualites/2017/05/04/actualites-bat-th-121)

³⁸ <https://entreprendre.service-public.fr/vosdroits/F35585>

³⁹ <https://agirpourlatransition.ademe.fr/entreprises/aides-financieres/20220620/audit-rehabilitation-dinstallations-solaires-thermiques-collectives>

⁴⁰ [Arrêté du 4 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion - Légifrance \(legifrance.gouv.fr\)](https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arr/2017/05/04/20170504S17I0001)

⁴¹ <https://france-renov.gouv.fr/services-france-renov>

⁴² https://regionreunion.com/IMG/pdf/fa_2.2.1_instal_photovolt_particuliers.pdf

⁴³ <https://agirpourlatransition.ademe.fr/entreprises/aides-financieres/2023/etudes-faisabilite-lautoconsommation-electrique-photovoltaique>

⁴⁴ <https://www.bpifrance.fr/catalogue-offres/transition-ecologique-et-energetique/subvention-investissement-outre-mer>

- Aide à l'investissement concernant les hôteliers et restaurateurs (ADEME - Fond Tourisme Durable)⁴⁵.

4 LES FORMATIONS ET LES QUALIFICATIONS

4.1 La qualification des entreprises de mise en œuvre

Afin de pouvoir bénéficier de la plupart des aides mentionnées au § 3, l'entreprise de mise en œuvre devra être qualifiée RGE (Reconnu Garant de l'Environnement).

Pour obtenir le label RGE, les prestataires de rénovation énergétique (entreprises et artisans) doivent témoigner d'une expertise dans la rénovation énergétique et de professionnalisme dans l'exécution de leurs travaux. L'acquisition du label RGE repose sur un examen de la conformité de l'entreprise à un référentiel d'exigences de moyens et de compétences.

Cet examen et la délivrance consécutive du signe de qualité sont assurés par des organismes de qualification ayant passé une convention avec l'Etat et accrédités par le Comité Français d'accréditation (COFRAC).

L'ensemble des installateurs qualifiés RGE et classés par compétence est consultable sur le site : <https://france-renov.gouv.fr/annuaire-rge>

Des listes d'installateurs sont aussi disponibles sur les annuaires des organismes de qualification :

- Qualit ENR : <http://www.qualit-enr.org/>
- Qualibat : Accueil - Qualibat
- Qualifelec : <http://www.qualifelec.fr/>

4.1.1 Les qualifications du domaine photovoltaïque

A ce jour, les qualifications RGE éligibles pour la pose de systèmes photovoltaïques sont les suivantes :

- Les qualifications QualiPV 36 ou QualiPV 500 compétence Electricité délivrées par Qualit'EnR (complétée de la qualification QualiPV module Bât en cas d'intégration au bâti), voir Figure ci-après,
- Les qualifications délivrées par Qualibat :
 - 5911 – Installation photovoltaïque de puissance de raccordement inférieure à 36 kVA,
 - 5912 – Installation photovoltaïque de puissance de raccordement comprise entre 36 kVA et 250 kVA,
 - 5913 – Installation photovoltaïque de puissance de raccordement supérieure à 250 kVA.
- Les qualifications SPV1 (inférieur ou égal à 36 kVA), SPV2 (supérieur à 36 kVA ou inférieur ou égal à 250 kVA) ou SPV3 (supérieur à 250 kVA) délivrées par Qualifelec.

Les qualifications pour les bureaux d'études délivrées par l'OPQIBI sont les suivantes :

- 2011 - Étude d'installations de production utilisant l'énergie solaire photovoltaïque,
- 2015 - Ingénierie des installations de production utilisant l'énergie photovoltaïque.

4.1.2 Les qualifications du domaine solaire thermique

En solaire thermique, les qualifications RGE sont les suivantes :

- Les qualifications QualiSol Cesi, Combi ou Collectif délivrées par Qualit'EnR (voir Figure ci-dessous)
- Les qualifications délivrées par Qualibat :
 - 5131 Installation de chauffe-eau solaire en habitat individuel, collectif et tertiaire inférieure à 1000 m²,
 - 5132 Installation de chauffe-eau solaire dans tout type de bâtiment supérieur à 1000 m²,

⁴⁵<https://agirpourlatransition.ademe.fr/entreprises/aides-financieres/2023/fonds-tourisme-durable-restaurateurs-hebergeurs-accelerez-transition-0>

- 5143 Maintenance d'installation solaire thermique

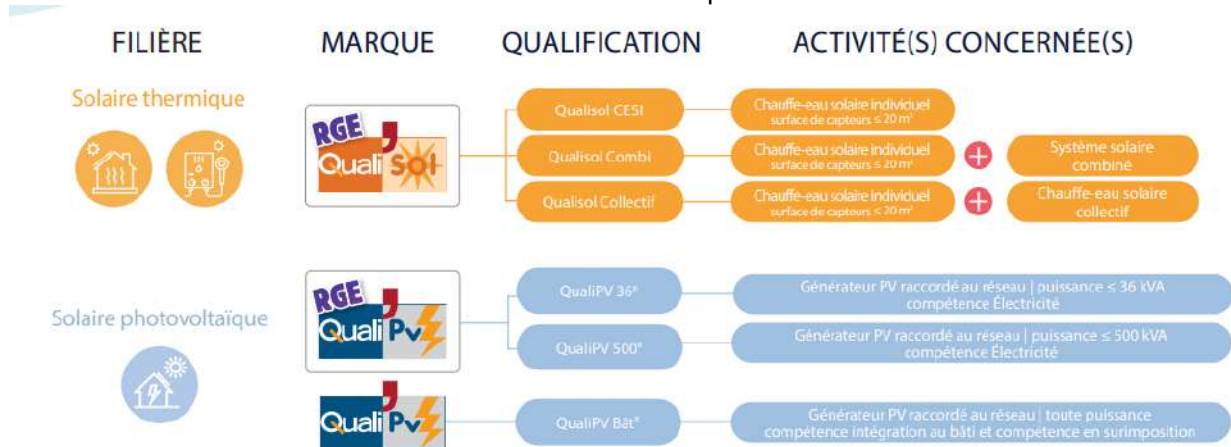


Figure 12 – Qualifications du domaine solaire Qualit'ENR (source Qualit'ENR).

A noter : Une formation sur la maintenance de systèmes solaires thermiques telle que « SOCOL Exploitant » pour les exploitants de systèmes solaires thermiques est requise pour bénéficier des Fonds Chaleur.

Les qualifications pour les bureaux d'études délivrées par l'OPQIBI sont les suivantes :

- 2010 - Étude d'installations de production utilisant l'énergie solaire thermique,
- 2014 - Ingénierie des installations de production utilisant l'énergie solaire thermique.

4.2 Les organismes de formation

Qualit'ENR propose des organismes de formation agréés dans les DROM⁴⁶ sur son site internet. Différentes formations sont aussi dispensées sur ces territoires. Il est possible de se renseigner auprès des GRETA, CFA et CMA locaux :

- En Martinique :
 - <https://gretamartinique.com/>
 - <https://cfa-academie-martinique.com/>
 - <https://www.cma-martinique.com/>
- En Guadeloupe :
 - <https://greta-cfa-gipdaifi.com/>
 - <https://cfapag.site.ac-guadeloupe.fr/>
 - <https://cmarguadeloupe.org/>
- En Guyane :
 - <https://greta.ins.ac-guyane.fr/>
 - <https://www.cfa.guyane.cci.fr/>
 - <https://cma-guyane.fr/>
- A la Réunion :
 - <https://ftlvreunion.fr/>
 - <https://www.ac-reunion.fr/le-cfa-academique>
 - <https://www.artisanat974.re/>

⁴⁶ [Annuaire des organismes de formation agréés énergies renouvelables | Qualit'EnR Formation \(formation-enr.org\)](#)

- A Mayotte :
 - <https://greta-cfa.ac-mayotte.fr/>
 - cma@cmamayotte.com

5 LES PRINCIPAUX TYPES DE TOITURE DANS LES DROM

5.1 La toiture-terrasse

Les toitures terrasses sont généralement composées des éléments suivants :

- Eléments porteurs : dalle béton (bâtiments administratifs, écoles, etc ...),
- Pare vapeur,
- Isolation (si existante) : mousse de polyuréthane projetée ou en plaques, polystyrène ou perlite expansée,
- Etanchéité : membrane bitumineuse, asphalte, membrane synthétique ou système d'étanchéité liquide.

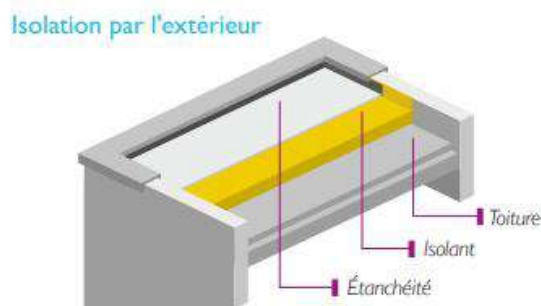


Figure 13– Composition d'une toiture terrasse
(source : Guide pratique rénover son logement en Guadeloupe⁴⁷)

5.2 La toiture inclinée recouverte de grands éléments

Fréquemment utilisées dans les DROM, les couvertures en plaques ondulées et plaques nervurées issues de tôle d'acier sont détaillées dans les documents suivants :

- Recommandations Professionnelles PACTE « Couverture en plaques nervurées issues de tôles d'acier revêtues en climat tropical ou équatorial humide et conditions cycloniques »⁴⁸,
- Recommandations Professionnelles RAGE « Couverture ondulée issues de tôles d'acier revêtues en climat tropical ou équatorial humide et conditions cycloniques »⁴⁹.

On note une utilisation plus marquée des plaques ondulées aux Antilles-Guyane, pour des raisons historiques ou/et de coût.

Concernant les charpentes, on retrouve souvent des charpentes en bois aux Antilles-Guyane. Les charpentes métalliques sont plus fréquentes à la Réunion.

Il existe d'autres types de toiture, non traitées dans ce présent guide :

- Les couvertures en tôles d'acier nervurées avec membrane d'étanchéité,
- Les couvertures en tuiles de terre cuite,
- Les couvertures en bardeaux (bois et bitume).

⁴⁷ [guide-pratique-renover-son-logement-en-guadeloupe.pdf \(developpement-durable.gouv.fr\)](https://www.programmepacte.fr/sites/default/files/pdf/rpcouverturenerveeaciertropicneufrenodec21224web.pdf)

⁴⁸ <https://www.programmepacte.fr/sites/default/files/pdf/rpcouverturenerveeaciertropicneufrenodec21224web.pdf>

⁴⁹ <https://www.programmepacte.fr/sites/default/files/pdf/rpcouvertureonduleeaciertropicneufrenodec223web.pdf>

5.3 Les ombrières

Une ombrière photovoltaïque a une double utilité. Elle est placée au-dessus d'un parking pour préserver les voitures de la chaleur et des intempéries. Elle recueille par la même occasion la lumière solaire grâce à ses panneaux pour les transformer en électricité.

La structure d'une ombrière photovoltaïque peut être constituée d'une charpente en métal, en acier avec bardage métal, ou d'une charpente en bois. Généralement métallique, la structure porteuse soutient des rails dimensionnés sur-mesure, sur lesquels repose un système de montage pour les panneaux photovoltaïques. La structure porteuse est ancrée au sol. Il importe de se référer aux Avis Techniques concernés.



Figure 14– Exemple d'ombrière photovoltaïque

L'électricité produite peut être injecté dans le réseau pour alimenter les bâtiments desservis, les éventuelles bornes de rechargement des véhicules électriques des usagers et les logements aux alentours (autoconsommation, vente directe ou les deux modes combinés).

L'ombrière doit supporter les efforts de vent et les exigences sismiques applicables, comme tout ouvrage, en tant que bâtiment ouvert.

Voir un exemple de dimensionnement en annexe 4.

6 DISPOSITIONS GENERALES POUR LES INSTALLATIONS SOLAIRES

6.1 Orientation, inclinaison et potentiel solaire

6.1.1 Orientations et inclinaisons optimales

Pour favoriser la production d'énergie, les installations solaires doivent être orientées :

- Vers l'équateur (vers le Sud dans l'hémisphère Nord / vers le Nord dans l'hémisphère Sud),
- Suivant une inclinaison équivalente à la latitude du territoire.

En toiture inclinées, et pour réduire les contraintes d'installations, on privilégie généralement une installation parallèle à la toiture.

Les orientations et inclinaisons optimales – **pour la production d'énergie thermique ou électrique** – dans les DROM sont les suivantes :

DROM	Orientations	Inclinaisons
Martinique	Sud	14 à 18°
Guadeloupe	Sud	16 à 20°
Guyane	Sud	5°
Réunion	Nord	20 à 25°
Mayotte	Nord	12 à 16°

Tableau 2 – Orientations et inclinaisons optimales pour la production d'énergie thermique ou électrique

Les valeurs d'inclinaisons mentionnées ci-dessus sont des valeurs d'inclinaison optimales du point de vue énergétique. Un compromis doit être trouvé entre les effets d'ombrage, l'orientation et l'inclinaison de la toiture (si existante) et la tenue aux vents cycloniques.

Par exemple, à la Réunion, du fait des toitures existantes, des installations avec des inclinaisons d'environ 8° (15%) sont fréquentes. Une production d'énergie est possible avec une telle inclinaison, même si les capteurs solaires thermiques ou les modules photovoltaïques sont orientés vers le Sud.

De plus, pour les territoires soumis aux vents cycloniques (tous les DROM exceptée la Guyane) et pour une installation au vent, une pente supérieure à 20° est préférable. Tandis que pour une installation sous le vent, une inclinaison inférieure à 20° est préférable pour limiter les effets dépressionnaires.

Exemple d'une toiture à deux pans, l'une au vent, l'autre sous le vent :

Une pente inférieure à 20° est fortement dépressionnaire dans le cas du pan de toiture au vent. Au contraire, l'augmentation de la pente tend à diminuer les zones de décollement réduisant ainsi les risques d'arrachement. Pour l'autre côté de la toiture qui est sous le vent, la dépression tend à augmenter avec la pente, toujours pour une incidence oblique. En conséquence, puisque l'amélioration obtenue pour le toit au vent par l'augmentation de la pente est compensée par une aggravation des dépressions pour le toit sous le vent, l'optimum s'obtient par un compromis et il se situe aux environs d'une pente de 30° pour chaque pan de la toiture (cf. « Benchmark des guides sur la construction paracyclonique »⁵⁰).

6.1.2 Potentiel solaire

Des cadastres solaires sont disponibles pour différents territoires⁵¹. Ils permettent la détermination de la production d'électricité et de chaleur selon les localisations, l'exposition et l'inclinaison des toitures considérées.

6.2 Analyse des exigences réglementaires et architecturales

Un territoire est soumis à différentes exigences réglementaires, environnementales et/ou architecturales.

En fonction du potentiel solaire, il conviendra de déterminer les zones favorables et sans risque de contraintes majeures - dites « dérisquées » (contraintes environnementales, patrimoniales, financières, juridiques, réglementaires, techniques incluant la réduction de l'empreinte carbone...) - disponibles pour accueillir des installations solaires sur des bâtiments ou ombrières, en neuf ou en rénovation.

Par exemple, à proximité d'un aéroport, il existe des servitudes aéronautiques et radioélectriques pour les besoins de la navigation aérienne ; notamment, les exigences vis-à-vis des installations photovoltaïques figurent sur le site du guichet unique⁵² du ministère de l'écologie, dans une note d'information technique⁵³.

Il conviendra donc de répertorier toutes les exigences qui s'appliquent sur le site considéré avant la programmation de projets d'installation solaires.

Selon la localisation, le type de bâtiment, en neuf ou en rénovation, une analyse alliant potentiel solaire et exigences devra être réalisée au préalable par un bureau d'études qualifié OPQIBI (voir § 4).

6.3 La reconnaissance des supports avant installation en toiture existante

La connaissance de la typologie du bâtiment, de la charpente et de la couverture destiné à accueillir l'installation solaire est un point fondamental pour apprécier la faisabilité de l'installation, choisir un procédé solaire adapté et identifier les éventuelles dispositions à prendre avant sa mise en œuvre.

Ces vérifications visent notamment la stabilité du bâtiment, l'état de la charpente, la typologie de la toiture et sa planéité, l'état des éléments de couverture, La présence ou non d'amiante (plaques de fibres amiante ciment, calorifugeage de canalisations, joints d'étanchéité, ...) doit également être examinée et les dispositions spécifiques réglementaires correspondantes.

⁵⁰ [Benchmark des guides sur la construction paracyclonique - Cerema](#)

⁵¹ [Cadastre solaire de la Martinique | DEAL de la Martinique \(developpement-durable.gouv.fr\)](#)
[Bienvenue sur le cadastre solaire de La Réunion ! \(cadastresolaire-reunion.re\)](#)

⁵² [Guichet unique urbanisme et obstacles pour la circulation aérienne | Ministères Écologie Énergie Territoires \(ecologie.gouv.fr\)](#)

⁵³ [Guide travaux \(ecologie.gouv.fr\)](#)

Une toiture doit être suffisamment saine pour permettre l'installation d'un système solaire. Si ce n'est pas le cas, il faudra prévoir des travaux de rénovation de la toiture, toujours plus simples à réaliser avant l'installation d'un système solaire.

Avant de prévoir l'installation d'un système solaire, un installateur doit donc réaliser le diagnostic de la toiture en vérifiant :

- La géométrie de la ou des surfaces disponibles (longueur de rampant et largeur, hors équipement, lucarne, ...)
- La hauteur au faîtage,
- La pente du toit,
- Le recensement des éléments de couverture environnant l'installation photovoltaïque et leur état (pour apprécier s'ils doivent être remplacés ou non),
- Une éventuelle présence d'ombrage,
- L'orientation du bâtiment,
- Le type et l'état de la charpente (si charpente bois : présence d'insectes, champignons, si charpente acier : présence de corrosion, nécessité de renforcer la charpente pour supporter la reprise de charge des systèmes solaires, ...),
- La qualité des pannes ou des chevrons et liteaux,
- Les entraxes entre pannes ou les différents éléments de charpente primaires (chevrons) et secondaires (liteaux, ...),
- La composition et l'état des matériaux de la couverture (tôles ondulées corrodées, cavaliers desserrés ou sans rondelle d'étanchéité, tuiles ébréchées ou décelées, végétation ou mousse installées, membrane d'étanchéité crevassée, capacité de l'isolant à supporter les charges, ...),
- Le respect du principe de ventilation de la toiture existante,
- La présence ou non d'amiante afin de faire intervenir des entreprises disposant des compétences nécessaires au retrait des composants concernés,
- Le chemin de passage des câbles ou des canalisations.

6.4 La tenue à la corrosion

L'exposition de la toiture d'implantation du procédé solaire vis-à-vis de l'ambiance intérieure (ex : forte humidité, émanation de gaz) et de l'atmosphère extérieure (ex : pollution industrielle ou urbaine, proximité avec la mer et les embruns) doit impérativement conduire les concepteurs et les installateurs à choisir, pour les éléments de fixation, des matériaux et revêtements de protection associés appropriés, sans quoi la durabilité ne pourrait être au rendez-vous (corrosion, vieillissement prématuré).

La résistance à la corrosion doit être examinée au minimum suivant les 2 aspects suivants :

- Résistance de chacun des matériaux examinés aux agents atmosphériques (humidité, embruns, agents chimiques spécifiques...),
- Interaction entre des matériaux différents : corrosion galvanique, qui peut être favorisée par certains agents atmosphériques.

6.4.1 Différents types d'atmosphère extérieure

Les différents types d'atmosphère couramment utilisées en Métropole sont définis notamment dans les normes NF P 34-301 :2017 et NF P 34-310 :2017.

Pour l'outremer, il est possible d'utiliser les atmosphères définies dans Les recommandations professionnelles PACTE⁵⁴⁵⁵ : Couvertures en tôles d'acier revêtues en climat tropical ou équatorial.

Ces documents distinguent les situations suivantes :

- Les ouvrages situés « au vent » en zone cyclonique,
- Les ouvrages situés « sous le vent » en zone cyclonique et les ouvrages situés hors zone cyclonique (Guyane).

⁵⁴ <https://www.programmepacte.fr/couverture-en-plaques-ondulees-issues-de-toles-dacier-revetues-en-climat-tropical-ou-equatorial>

⁵⁵ <https://www.programmepacte.fr/couverture-en-plaques-nervurees-issues-de-toles-dacier-revetues-en-climat-tropical-ou-equatorial>

Dans chacun de ces cas, il est ensuite nécessaire de considérer la distance par rapport à la côte :

- Plus de 3 km,
- De 3 à 1 km,
- De 1 km à 300 m,
- Moins de 300 m.

Une attestation de validation nominative, par chantier, du revêtement choisi doit être fournie par les fabricants des différents matériaux, dans les cas suivants :

- À moins de 300 m de la cote pour les ouvrages définis « sous » le vent ou en Guyane,
- À moins de 1 km de la cote pour les ouvrages définis « au vent ».

Cas des sargasses

Aux Antilles, la présence de sargasses dans certaines zones entraîne des risques de corrosion accrus.

Du point de vue de la corrosivité, il s'agit d'une atmosphère « particulière ».

Le choix des revêtements dans ces zones doit être défini après une étude particulière chantier par chantier.

6.4.2 Résistance à la corrosion des matériaux

6.4.2.1 Aciers et aluminium revêtus

Ce type de matériau est généralement utilisé pour réaliser les ouvrages de couverture, il peut également être utilisé dans les systèmes de montage des installations solaires.

Des informations sur la résistance aux atmosphères extérieures sont disponibles dans les documents suivants :

- Les recommandations professionnelles PACTE : Couvertures en plaques ondulées ou nervurées issues de tôles d'acier revêtues en climat tropical ou équatorial⁵⁶,
- Le guide GEPETO⁵⁷ : « Guide des Procédés d'Enveloppe pour la Performance Energétique et Thermique des constructions d'Outre-mer ».

TYPE DE REVÊTEMENT			ATMOSPHÈRE EXTÉRIEURE MARINE			
NF P 34-301	EN 10169 +A1		SITUATION DE L'OUVRAGE PAR RAPPORT À LA CÔTE			
CATÉGORIE	CATÉGORIE UV	CATÉGORIE CORROSION	> 3 km	DE 3 À 1 km	DE 1 km À 300 m	< 300 m
Ouvrages situés « sous le vent » en zones cycloniques, et tout ouvrage hors zone cyclonique (Guyane)						
VI	RUV4	RC4	■	■	○	X
VI	RUV4	RC5	■	■	■	○
Revêtement sous ETPM			Selon domaine d'emploi « marine » et « fort UV » validé par l'ETPM			
Ouvrages situés « au vent » en zones cycloniques						
VI	RUV4	RC4	■	○	X	X
VI	RUV4	RC5	■	■	○	○
Revêtement sous ETPM			Selon domaine d'emploi « marine » et « fort UV » validé par l'ETPM			
■ Revêtement adapté à l'exposition ○ Cas pour lequel l'appréciation définitive ou la définition de dispositions particulières doit être arrêtée après consultation et accord du fabricant X Revêtement non adapté						

Tableau 3– Catégories de revêtements organiques minimum requises pour les couvertures (Source Recommandations professionnelles PACTE)

⁵⁶ <https://www.programmepacte.fr/couverture-en-plaques-ondulees-issues-de-toles-dacier-revetues-en-climat-tropical-ou-equatorial>

<https://www.programmepacte.fr/couverture-en-plaques-nervurees-issues-de-toles-dacier-revetues-en-climat-tropical-ou-equatorial>

⁵⁷ <https://www.programmepacte.fr/gepeto-guides-des-procedes-denveloppe-pour-la-performance-energetique-et-thermique-des-constructions>

Attention : les opérations de façonnage (découpe, percements, pliages...) qui sont réalisées après la réalisation du revêtement sont susceptibles d'altérer le revêtement et la résistance à la corrosion de la pièce.

En conséquence :

- soit l'évaluation de la résistance à la corrosion doit tenir compte de ces points faibles,
- soit la protection à la corrosion doit être rétablie à chaque point faible (peinture anti-corrosion par exemple).

6.4.2.2 Profilés en aluminium et en acier

Ce type de matériau est couramment employé dans les systèmes de montage.

Les caractéristiques et protection de l'aluminium et l'acier couramment utilisés vis-à-vis de la corrosion sont précisées dans la norme NF P 24-351 « Fenêtres, façades rideaux, semi-rideaux, panneaux à ossature métallique ».

Exemple pour l'acier inoxydable :

Matériaux	Atmosphères extérieures directes							
	Rurale non polluée	Urbaine ou industrielle		Marine				Particulière
		Normale	Sévère	20 à 10 km du littoral	10 à 3 km du littoral	< 3 km du littoral*	Mixte	
X6Cr17 / 1.4016	■	E.S.	N.R.	E.S.	N.R.	N.R.	N.R.	N.R.
X5CrNi18-10 / 1.4301	■	■	E.S.	■	■	E.S.	N.R.	N.R.
X2CrMoTi18-2 / 1.4521	■	■	E.S.	■	■	E.S.	N.R.	N.R.
X2CrNiMo17-12-2 / 1.4404	■	■	E.S.	■	■	■	E.S.	E.S.

■ = Nuance adaptée
E.S. = étude spécifique
N.R. = Non recommandé

Tableau 4– Exemples de tenue à la corrosion - acier utilisé pour les fenêtres et façades (Tableau 22 – NF P24-351)

Exemple pour l'aluminium :

NF P24-351 au § 5.3.1 : « En dehors de conditions particulières d'ambiance polluée par certains agents chimiques à des concentrations élevées, particulièrement agressifs pour l'aluminium et ses alliages, les fenêtres ou façades réalisées avec ces matériaux conformément aux normes correspondantes, ne nécessitent un traitement de surface **que pour la conservation de leur aspect.** »

Matériaux	Atmosphères extérieures directes							
	Rurale non polluée	Urbaine ou industrielle		Marine				Particulière
		Normale	Sévère	20 à 10 km du littoral	10 à 3 km du littoral	< 3 km du littoral*	Mixte	
Aluminium anodisé	AA15	AA15	AA15	AA20	AA20	AA20	AA20	E.S.

Classes d'épaisseur d'anodisation selon NF A91-450
E.S. = étude spécifique

Tableau 5– Exemples de tenue à la corrosion - aluminium pour les fenêtres et façades (Tableau 23 – NF P24-351)

6.4.2.3 Visserie

Sous réserve de compatibilité avec les autres matériaux du système de montage, les visseries en inox sont généralement préférables aux visseries en acier zingué.

Dans les zones les plus exposées aux embruns, la visserie inox A4 est préférable à la visserie en inox A2.

La visserie en acier zingué (obtenu par dépôt électrolytique ou électrozingué) doit être réservée aux atmosphères les moins corrosives.

La visserie galvanisée à chaud (suivant la norme ISO 1461) peut être utilisée dans des atmosphères plus corrosives sous réserve de s'assurer que l'épaisseur de galvanisation soit de l'ordre de 140 µm.

6.4.2.4 Compatibilité des matériaux entre eux

Au-delà des caractéristiques et de la durabilité propre de chaque matériau, il est également impératif que certains matériaux ne se trouvent jamais en contact direct. Ceci conduirait à la création d'un couple électrolytique qui, à moyen ou long terme, amènerait à une destruction progressive de l'un des matériaux.

Pour les procédés solaires, il s'agit principalement, voir Tableau ci-dessous :

- Du contact entre les pattes de fixation et les profilés de modules,
- Du contact entre les supports et la visserie,
- Du contact entre les supports et les alaises métalliques.

En cas d'incompatibilité, un isolant électrique (rondelle plastique) doit impérativement être placé entre les deux matériaux ; le laquage de l'un ou l'autre ou des deux n'étant pas suffisant en raison de l'abrasion pouvant se produire suite aux mouvements et vibrations.

		Contacts directs entre métaux hors atmosphères particulières agressives		
		Profilés / rails / pattes		
		Aluminium	Acier inoxydable	Acier galvanisé
Profilés / rails / pattes	Aluminium	■	■	■
	Acier inoxydable	■	■	○
	Acier galvanisé	■	○	■
Visserie	Acier inoxydable	■	■	■
	Acier zingué	■*	○	■*
Tôles / alaises	Aluminium laqué	■	■	■
	Acier inoxydable	■	■	■
	Acier galvanisé	■	■	■
	Zinc	■	■	■
	Plomb	X	■	■
	Cuivre	X**	■	X

■ Contact direct autorisé
 ○ Contact direct autorisé uniquement en atmosphère protégée et ventilé (par exemple : sous la couverture)
 X Contact direct interdit
 * La visserie en acier zingué ne doit être utilisée que dans les atmosphères rurales et non polluées.
 ** Le risque de corrosion de l'aluminium par le cuivre est également élevé lorsque l'aluminium est en contact avec des eaux ayant été en contact avec des parties en cuivre (gouttières, ...)

Tableau 6 – Tableau de compatibilité galvanique⁵⁸

6.5 Les charges climatiques – principe de dimensionnement

Les charges climatiques considérées ici correspondent aux charges induites par le vent. Leur évaluation s'appuie sur les principes énoncés dans la partie 1-4 de l'Eurocode 1 relatifs aux actions sur les structures.

Le processus de dimensionnement au vent est réalisé en 2 étapes :

- **Etape 1 : calcul de la pression dynamique de pointe** caractéristique du lieu d'implantation du système à installer.
- **Etape 2 : calcul de la charge induite** par cette pression dynamique de pointe sur le système solaire selon la configuration de la toiture concernée et du type d'installation.

Des exemples de calculs selon la configuration des installations solaires figurent dans les Annexes.

⁵⁸ Source : « Guide PACTE pour la mise en œuvre de modules photovoltaïques en surimposition sur couverture en petits éléments » gmoepvsurimpositioncouvpetitelneufrenojan20212web.pdf (programmepacte.fr)

6.5.1 La pression dynamique de pointe

La pression dynamique de pointe est notée q_p . Cette valeur dépend :

- Du lieu d'implantation de l'installation solaire,
- De l'altitude z au-dessus du sol correspondant à la hauteur caractéristique de la toiture où est implantée le système solaire.

Le calcul de la pression dynamique de pointe est réalisé selon la formule générale suivante :

$$q_p(z) = c_e(z) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_b^2$$

Où :

- $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ (densité de l'air),
- V_b est la valeur de la vitesse de référence (en m/s) du DROM considéré (voir § 6.5.2)
- $C_e(z)$ est la valeur locale du coefficient d'exposition à la hauteur z (voir § 6.5.3).

6.5.2 Les vitesses de vent de référence dans les DROM

Dans le cas présent des systèmes solaires en toiture dans les DROM, les vitesses de vent de référence à considérer correspondent aux valeurs de base de l'Annexe Nationale associée à la partie 1-4 de l'Eurocode 1 (EN 1991-1-4/NA/A2, septembre 2012), voir Tableau 7 ci-dessous.

Elles correspondent à des vitesses moyennes sur une période de 10 minutes, à 10 mètres du sol. Il s'agit de vitesses extrêmes définies à l'échelle de chaque DROM et associées à une période de retour de 50 ans.

La période de retour est une notion importante en Eurocodes pour la conception des bâtiments. Une période de retour de 50 ans représente la durée moyenne entre deux événements extrêmes, tels que des rafales de vent, avec une probabilité de 2% de dépasser ces seuils tous les ans.

Zone	Vitesse de vent de référence V_b (en m/s)
Guyane	17
Mayotte	30
Martinique	32
Réunion	34
Guadeloupe	36

Tableau 7 – Valeurs des vitesses de vent de référence V_{36b} selon Annexe Nationale Eurocode 1 – septembre 2012

La valeur associée à la Guyane apparaît bien plus faible que celles correspondant aux autres DROM cités dans le Tableau. En effet, il s'agit du seul territoire non soumis aux phénomènes cycloniques, le risque « vent » y est alors beaucoup plus limité.

Néanmoins, les études ayant conduit à l'établissement de ces valeurs, hors Mayotte, datent de plus de 30 ans.

D'une part les connaissances relatives à la modélisation des cyclones tropicaux se sont enrichies et d'autre part, la base de données météorologiques associée à ces phénomènes est aujourd'hui plus précise et plus complète. De plus, des événements récents comme les cyclones IRMA et MARIA qui ont durement frappé les Antilles, conduisent également à se poser des questions sur l'évolution du risque cyclonique.

De nouvelles études de calcul du vent de référence pour l'ensemble des DROM touchés par ce risque ont donc été menées :

- Rapport CSTB EN-CAPE 05-60 C V0 : « Estimation des vitesses extrêmes de vent en Guyane Française », mars 2005,
- Rapport CSTB EN-CAPE 12-086 C V0 : « Estimation des vents extrêmes de vent à Mayotte par simulation de Monte-Carlo », avril 2012,

- Rapport CSTB EN-CAPE 19-093 C V1 : « Action 39 : Analyse du risque cyclonique en outremer – Détermination des vents de référence Eurocode », juillet 2019⁵⁹.

Ces études confirment les vitesses préconisées pour le Guyane et Mayotte qui demeurent inchangées par rapport à la dernière mise à jour de l'Annexe Nationale associée à la partie 1-4 de l'Eurocode 1 (EN 1991-1-4/NA/A2, septembre 2012).

Pour les autres territoires, il sera envisagé d'introduire les résultats de l'étude de 2019 dans une prochaine révision de l'Eurocode et son Annexe Nationale.

Le Tableau ci-dessous fournit les valeurs de référence de V_b (en m/s) qui pourraient être considérées pour chaque territoire à l'issue de cette révision :

Zone	Vitesse de vent de référence V_b (en m/s)
Guyane	17
Mayotte	30
Martinique	35
Réunion	38
Guadeloupe	38

Tableau 8 – Projet de révision des valeurs des vitesses de vent de référence V_b pour les DROM

6.5.3 Le coefficient d'exposition

Le coefficient d'exposition permet de prendre en compte l'influence locale de l'orographie et de la rugosité du terrain dans le calcul de la pression dynamique de pointe. En effet, la vitesse de vent de référence déterminée à l'échelle d'un DROM doit être modulée en fonction des caractéristiques du contexte d'implantation qui peut notablement influencer sa valeur.

Pour le cas des territoires soumis au risque cyclonique, les valeurs des coefficients d'exposition sont directement disponibles sous quelques réserves (cf. 3.631). Pour le cas restant de la Guyane, il convient de revenir aux règles générales d'application de l'Eurocode et de son Annexe Nationale (cf. 3.632).

6.5.3.1 Pour les DROM en zones cycloniques

Pour ce qui concerne les DROM en zones cycloniques (Martinique, Guadeloupe, Mayotte et La Réunion), les valeurs des coefficients d'exposition locaux à considérer sont directement accessibles via la plateforme [Géorisques](#)⁶⁰. Il est conseillé de se référer à la notice explicative jointe aux cartes de coefficients sur Géorisques pour une utilisation pertinente.

En pratique, ces coefficients sont utilisables pour l'ensemble des bâtiments courants d'une hauteur inférieure à 50 mètres et d'une longueur principale inférieure à 250 mètres. A partir de l'adresse ou de la localisation géographique du bâtiment, les coefficients d'exposition sont disponibles pour 4 hauteurs au-dessus du sol : 6 m, 10 m, 15 m et 20 m.

En fonction de la hauteur caractéristique de la toiture où doit être installé le système, la valeur du coefficient d'exposition s'obtient selon les règles suivantes :

- Si la hauteur z est inférieure à 6 m, prendre la valeur du coefficient d'exposition à 6 m.
- Si la hauteur z est comprise entre 6 et 20 m, procéder à une interpolation linéaire entre les deux valeurs h les plus proches de la valeur considérée comme suit :

$$c_e(z) = c_e(6m) + \frac{z-6}{4} \cdot (c_e(10m) - c_e(6m)) \quad \text{pour } 6 \text{ m} \leq z < 10 \text{ m}$$

$$c_e(z) = c_e(10m) + \frac{z-10}{5} \cdot (c_e(15m) - c_e(10m)) \quad \text{pour } 10 \text{ m} \leq z < 15 \text{ m}$$

$$c_e(z) = c_e(15m) + \frac{z-15}{5} \cdot (c_e(20m) - c_e(15m)) \quad \text{pour } 15 \text{ m} \leq z < 20 \text{ m}$$

⁵⁹ [DOC080719-08072019151228.pdf \(developpement-durable.gouv.fr\)](#)

⁶⁰ A la date de publication de ce Guide, ces coefficients n'étaient pas encore disponibles sur Géorisques.

- Si z est compris entre 20 et 50 m, procéder à une extrapolation linéaire des valeurs à 15 et 20 m comme suit :

$$c_e(z) = c_e(20m) + \frac{z-20}{5} \cdot (c_e(20m) - c_e(15m)) \quad \text{pour } 20 \text{ m} \leq z < 50 \text{ m}$$

Les cartes de coefficients d'exposition sont proposées par carrés de taille 250 m x 250 m (à l'exception de Mayotte où le maillage est défini par des carrés de 180 m x 180 m). Dans le cas où le bâtiment est situé à l'intersection de plusieurs zones, il est recommandé de retenir la valeur la plus élevée. Ces valeurs de coefficients d'exposition s'appliquent toutes directions de vent confondues.

Enfin, étant donnée la méthode utilisée lors du calcul de ces coefficients d'exposition, il subsiste certaines zones géographiques non couvertes. Si l'emplacement étudié est situé dans une de ces zones non couvertes, le calcul du coefficient doit être réalisé par l'une des méthodes alternatives décrites dans la note explicative figurant sur Géorisques.

6.5.3.2 Pour la Guyane

Pour le territoire de la Guyane, il est nécessaire de revenir aux règles de l'Eurocode 1-4 pour estimer les coefficients d'exposition.

La formulation générale du coefficient d'exposition à la hauteur z est alors :

$$c_e(z) = \left[1 + \frac{7 \cdot k_l}{c_o(z) * \ln(z/z_0)} \right] \cdot c_o^2(z) \cdot \left[0.19 * \left(\frac{z_0}{0.05} \right)^{0.07} \cdot \ln(z/z_0) \right]^2$$

Où :

- z_0 est la longueur de rugosité caractéristique du site (en mètres)
- $c_o(z)$ est le coefficient orographique du site à la hauteur z.
- k_l est le coefficient de turbulence dont la valeur dépend de $c_o(z)$ et z_0

Etant donné le relief très peu marqué du territoire, les effets orographiques peuvent être considérés ici comme négligeables dans très grande majorité des cas.

Une méthode simplifiée du calcul de coefficient d'exposition est alors proposée ici, en supposant un coefficient d'orographie $c_o(z) = 1$. Dans ce cas, les valeurs de k_l sont fournies dans le Tableau 4.9 de l'A1 de l'Annexe Nationale. Selon la catégorie de terrain, k_l varie entre 0,85 et 1.

Pour les rares cas où cette hypothèse n'est pas valable (soit lorsque l'orographie augmente les vitesses de vent de plus de 5%, cf. 4.3.3 de l'Eurocode 1-4), il convient de revenir au processus décrit dans l'Annexe Nationale.

Sans effets d'orographie notables, le calcul du coefficient d'exposition ne dépend plus que de la hauteur de rugosité caractéristique du site étudié.

Il existe alors 4 catégories de terrain identifiables, ces 4 catégories sont rappelées dans le Tableau ci-après. A chaque catégorie est associée une hauteur de rugosité z_0 et une hauteur minimum z_{min} .

Catégorie de terrain	z_0 [m]	z_{min} [m]
0 Mer ou zone côtière exposée aux vents de mer ; lacs et plans d'eau parcourus par le vent sur une distance d'au moins 5 km	0,005	1
II Rase campagne, avec ou non quelques obstacles isolés (arbres, bâtiments, etc.) séparés les uns des autres de plus de 40 fois leur hauteur	0,05	2
IIIa Campagne avec des haies ; vignobles ; bocage ; habitat dispersé	0,20	5
IIIb Zones urbanisées ou industrielles ; bocage dense ; vergers	0,5	9
IV Zones urbaines dont au moins 15 % de la surface sont recouverts de bâtiments dont la hauteur moyenne est supérieure à 15 m ; forêts	1,0	15

Tableau 9 – Catégories et paramètres de terrain issus de l'Annexe Nationale

Une méthode simplifiée consiste à utiliser directement le Tableau suivant. Il fournit directement les pressions dynamiques de pointe résultantes (en Pascal) par catégorie de terrain pour différentes hauteurs z spécifiques en Guyane. Ces valeurs sont également représentées sur la Figure 15.

Catégorie	Pression dynamique de pointe (en Pa) à la hauteur z (en m)													
	1	2	5	9	15	20	30	40	50	60	70	80	90	100
0	302	360	445	503	556	587	632	665	691	713	731	747	762	775
II	252	252	342	405	463	497	548	585	614	638	659	678	694	709
IIIa	250	250	250	313	372	407	459	497	527	553	575	594	611	627
IIIb	238	238	238	238	295	330	380	418	449	474	496	516	533	549
IV	228	228	228	228	228	260	309	346	375	400	421	440	457	472

Tableau 10 – Pressions dynamiques de pointe par catégorie de terrain applicables en Guyane pour différentes hauteurs

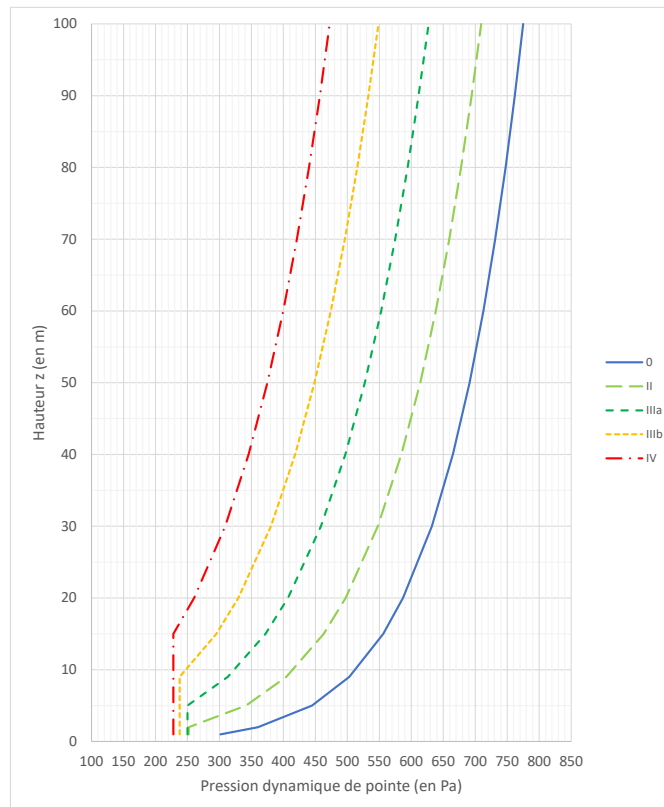


Figure 15 – Evolution de la pression dynamique de pointe en fonction de la hauteur par catégorie de terrain pour un site hors effet d'orographie en Guyane

6.5.4 Action du vent sur un capteur solaire / un module photovoltaïque

Direction de l'action :

Les actions du vent sur un capteur/un module photovoltaïque sont considérées perpendiculairement au plan du capteur.

Sens de l'action :

On note W_k^- une action ayant tendance à soulever le capteur (dépression) et W_k^+ une action ayant tendance à appliquer une pression positive sur le capteur ou module photovoltaïque (vers le bâtiment).

Point d'application :

On considère généralement que la charge de vent est appliquée uniformément sur la surface du capteur. L'action du vent s'applique au centre du capteur / module photovoltaïque.

Dans le cas des ombrières, le point d'application de l'action du vent est décalé vers chacun des bords de l'ombrière, par analogie avec les toitures isolées (§ 7.3 de l'EN 1991-1-4).

Intensité de l'action :

En utilisant les notations de l'Eurocode, on écrit :

$$W_k^- = c_s c_d \cdot c_{p,net}^- \cdot q_p \cdot A_{HT}$$

$$W_k^+ = c_s c_d \cdot c_{p,net}^+ \cdot q_p \cdot A_{HT}$$

avec :

- $c_s c_d$: coefficient structurel – considéré comme égal à 1 pour les capteurs et modules photovoltaïques,
- q_p : pression dynamique de pointe – telle que déterminée au §6.5.1,
- A_{HT} : surface hors tout du capteur ou module photovoltaïque,
- $c_{p,net}^+$ et $c_{p,net}^-$: coefficient de force – ce coefficient de force dépend du mode de mise en œuvre du capteur / du module photovoltaïque.

6.5.5 Combinaison de l'action du vent avec le poids propre

Le poids propre est généralement noté G_k . Dans les calculs, il est nécessaire de prendre en compte le poids du capteur / du module photovoltaïque et du système de montage.

ELS et ELU désignent des états-limites qui définissent les conditions de résistance et d'utilisation d'une structure.

ELS signifie « Etat Limite de Service » et correspond au cas où la structure doit rester dans des limites acceptables de déformations et de matériaux. Par exemple, le capteur ou module photovoltaïque reste en place sur la toiture mais ses fixations peuvent être déformées.

ELU signifie « Etat Limite Ultime » et correspond au cas où la structure est sur le point de rompre sous des charges exceptionnelles ou accidentelles. Le calcul à l'ELU est utilisé pour vérifier l'absence de ruine du système examiné.

6.5.6 Calcul à l'Etat Limite de Service (ELS)

La combinaison fréquente de charges considérées est le poids propre du système solaire additionné de la charge de vent, soit : $\vec{G}_k + \vec{W}_k^-$.

6.5.7 Calcul à l'Etat Limite Ultime (ELU)

- **Cas d'un système lesté : on utilise les combinaisons « ELU/EQU »**

Il est nécessaire de considérer chacun des cas de charge suivant :

$$0,9 (\vec{G}_{k,capteur} + \vec{G}_{k,lest}) + 1,5 \vec{W}_k^-$$

$$0,9 (\vec{G}_{k,capteur} + \vec{G}_{k,lest}) + 1,5 \vec{W}_k^+$$

A noter :

- $G_{k,capteur}$ désigne le poids du capteur ou module photovoltaïque et de son système de montage.
 - Ces combinaisons de charges ne sont applicables que pour la vérification du lestage. Pour la vérification des composants du châssis d'un système lesté, il convient d'utiliser les combinaisons ELU/STR.
 - L'utilisation de ces cas de charge fait apparaître nécessairement les efforts de frottement entre l'installation et son support ainsi que des moments de basculement. Il convient de bien prendre en compte ces composantes (en l'absence d'étude sur ce sujet dans les DROM, issus du retour d'expérience du bureau d'étude ou de l'installateur) et de ne pas négliger leur influence.
- **Cas d'un système fixé à la structure : on utilise les combinaisons « ELU/STR »**

Il est nécessaire de considérer chacun des cas de charge suivants :

$$\vec{G}_k + 1,5 \vec{W}_k^-$$

$$1,35 \vec{G}_k + 1,5 \vec{W}_k^+$$

6.6 Les charges sismiques

De façon générale, les systèmes solaires installés en surimposition sont considérés comme des Eléments Non Structuraux (ENS).

6.6.1 Zones sismiques et catégories d'importance des bâtiments

Les charges sismiques sont calculées selon l'Eurocodes 8 – Partie 1 : Règles générales, actions sismiques et règles pour les bâtiments, avec l'application du §4.3.5.

En première approche, la prise en compte du risque sismique nécessite de déterminer selon le décret du 22 octobre 2010 :

- La zone sismique, de 1 à 5 (voir Figure 16),
- Le type de catégorie d'importance du bâtiment, de I à IV (voir Figure 17).

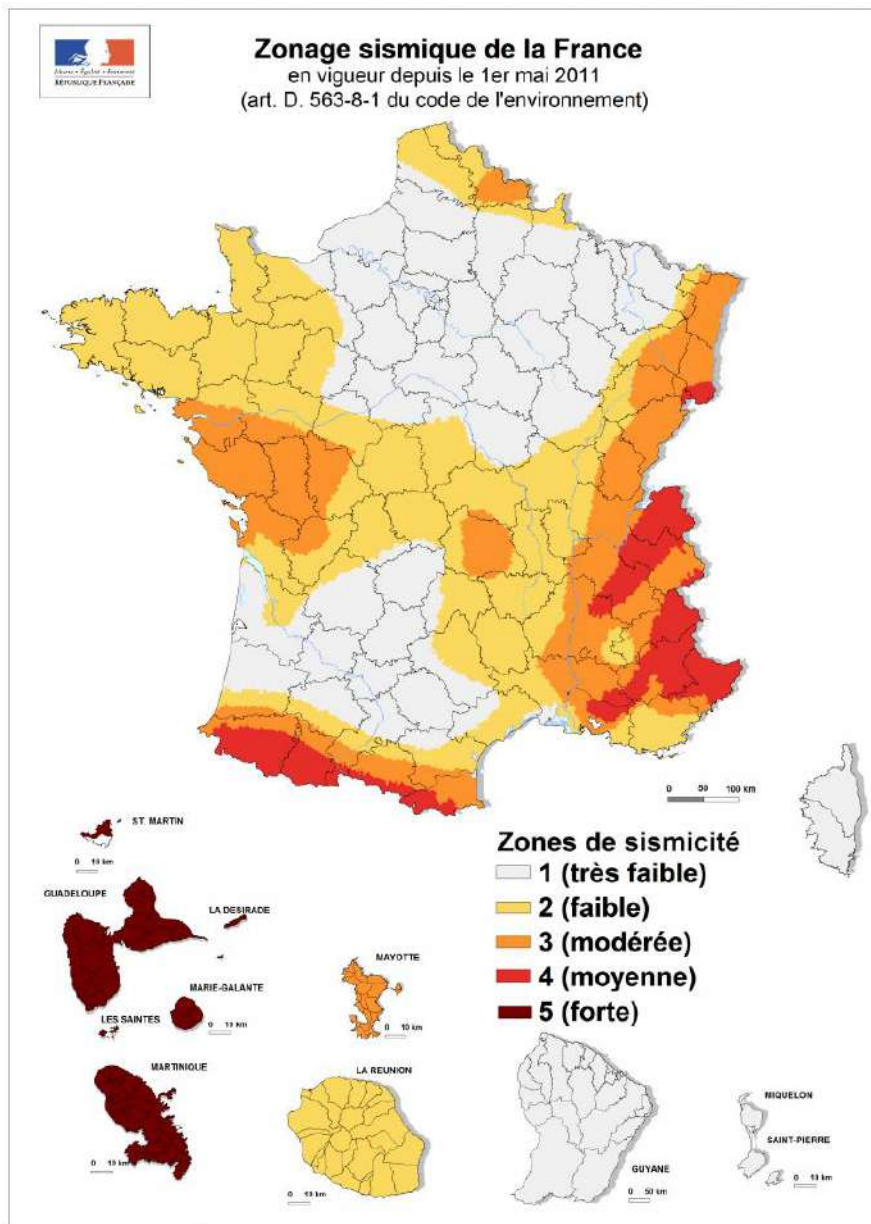


Figure 16 – Zonage sismique métropole et DROM ⁶¹

⁶¹ Source : [Tremblements de terre, séismes en France | Ministères Écologie Énergie Territoires \(ecologie.gouv.fr\)](http://Tremblements.de.terre.seismes.en.France|Ministères.Écologie.Énergie.Territoires.ecologie.gouv.fr)

Catégorie d'importance	Description
I 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Bâtiments dans lesquels il n'y a aucune activité humaine nécessitant un séjour de longue durée.
II 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Habitations individuelles. ■ Établissements recevant du public (ERP) de catégories 4 et 5. ■ Habitations collectives de hauteur inférieure à 28 m. ■ Bureaux ou établissements commerciaux non ERP, h ≤ 28 m, max. 300 pers. ■ Bâtiments industriels pouvant accueillir au plus 300 personnes. ■ Parcs de stationnement ouverts au public.
III 	<ul style="list-style-type: none"> ■ ERP de catégories 1, 2 et 3. ■ Habitations collectives et bureaux, h > 28 m. ■ Bâtiments pouvant accueillir plus de 300 personnes. ■ Établissements sanitaires et sociaux. ■ Centres de production collective d'énergie. ■ Établissements scolaires.
IV 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Bâtiments indispensables à la sécurité civile, la défense nationale et le maintien de l'ordre public. ■ Bâtiments assurant le maintien des communications, la production et le stockage d'eau potable, la distribution publique de l'énergie. ■ Bâtiments assurant le contrôle de la sécurité aérienne. ■ Établissements de santé nécessaires à la gestion de crise. ■ Centres météorologiques.

Figure 17 – Catégorie d'importance des bâtiments⁶²

Exemples de catégorie d'importance de bâtiment :

- Un garage individuel est de catégorie I.
- Une habitation individuelle est de catégorie II.
- Un immeuble d'habitation collective de moins de 28 mètres de haut est de catégorie II.
- Un établissement scolaire est de catégorie III.
- Un établissement hospitalier est de catégorie III ou IV.

6.6.2 Exigences sismiques :

En fonction de ces 2 paramètres, les exigences à respecter sont définies dans la Figure ci-dessous :







Pour les bâtiments neufs		1	2	3	4	5
I 		Aucune exigence				
II 		Aucune exigence		Règles CPMI-EC8 Zones 3/4		Règles CPMI-EC8 Zone 5
		Aucune exigence	Eurocode 8			
III 		Aucune exigence	Eurocode 8			
IV 		Aucune exigence	Eurocode 8			

Figure 18 – Exigences sismiques selon zone sismique et catégorie d'importance du bâtiment neuf

⁶² source : <https://www.georisques.gouv.fr/>

La Guyane, classée en zone sismique 1, n'est donc soumise à aucune exigence parasismique, quel que soit le bâtiment.

Les garages, quelle que soit la zone sismique, et les bâtiments de catégorie II à la Réunion (classée en zone sismique 2) ne sont soumis à aucune exigence parasismique.

Pour certaines maisons individuelles, il est possible d'appliquer des règles simplifiées dites « CPMI ».

Dans les autres cas, il est nécessaire de prendre en compte l'ensemble de la réglementation, sans possibilité de simplification.

- **Microzonage sismique dans les Antilles**

Pour les Antilles, il est également possible d'utiliser les cartes de « microzonage »⁶³.

Ces informations permettent d'affiner le dimensionnement sismique ; elles s'adressent généralement à des bureaux d'étude spécialisés dans ce domaine.

- **Cas particulier des bâtiments de catégorie d'importance IV**

Ces bâtiments sont nécessaires à la gestion de crise ; ils sont soumis à une obligation de bon fonctionnement. Le seul calcul des efforts sismiques est nécessaire, mais peut être insuffisant pour justifier du bon fonctionnement de ce type de bâtiment.

Une analyse de risque complémentaire est nécessaire dans ce cas.

6.6.3 Principe de calcul des charges sismiques selon les Eurocodes

6.6.3.1 Règles simplifiées pour les maisons individuelles

Dans le cas de certaines maisons individuelles, il est possible d'appliquer les règles « CPMI-EC8 » :

- Guadeloupe et Martinique : CPMI-EC8 zone 5⁶⁴,
- Mayotte : CPMI-EC8 zone 3-4⁶⁵,
- Guyane et Réunion : pas d'exigence sismique réglementaire pour les maisons individuelles.

Ces règles « CPMI-EC8 » sont disponibles sur le site du ministère en charge de l'écologie⁶⁶.

Les règles CPMI-EC8 prennent en compte la présence d'une installation solaire (chauffe-eau solaire ou photovoltaïque) en toiture.

6.6.3.2 Les règles générales de calcul des charges sismiques

Pour certains bâtiments, les règles CPMI-EC8 ne sont pas applicables :

- La catégorie d'importance du bâtiment est III ou IV,
- Le bâtiment ne correspond pas au domaine d'application des CPMI (géométrie, conception de la structure...).

Dans ces cas, il est nécessaire de prendre en compte l'aléa sismique en appliquant :

- Soit l'Eurocodes 8 – Partie 1 : Règles générales, actions sismiques et règles pour les bâtiments, avec l'application de son paragraphe 4.3.5.

⁶³ <https://www.georisques.gouv.fr/articles-risques/seismes/alea-et-risque-sismique>

⁶⁴ bulletin-officiel.developpement-durable.gouv.fr/documents/Bulletinofficiel-0031640/LOGL2031538A-guide.pdf

⁶⁵ bulletin-officiel.developpement-durable.gouv.fr/documents/Bulletinofficiel-0032044/LOGL2036715A_Guide_Const_maisons_Individuelles_zones3_4_edition_aout_2021.pdf

⁶⁶ <https://www.ecologie.gouv.fr/construction-et-risques-sismiques>

https://www.bulletin-officiel.developpement-durable.gouv.fr/documents/Bulletinofficiel-0032044/LOGL2036715A_Guide_Const_maisons_Individuelles_zones3_4_edition_aout_2021.pdf

<https://www.bulletin-officiel.developpement-durable.gouv.fr/documents/Bulletinofficiel-0031640/LOGL2031538A-guide.pdf>

- Soit le guide « Dimensionnement parasismique des Eléments Non Structuraux du cadre bâti »⁶⁷.

Les efforts sismiques doivent être pris en compte dans le plan horizontal.

A noter : Dans les Antilles et pour des bâtiments de catégorie d'importance III et IV, le guide des ENS prescrit également l'évaluation de la résistance à une action sismique verticale. Cette prescription concerne « certains éléments horizontaux (notamment les plafonds suspendus) ». Les actions sismiques verticales (F_{av}) ne sont pas détaillées dans ce présent guide.

6.6.3.3 Calcul de l'action sismique pour les Eléments Non Structuraux

Un calcul enveloppe des efforts sismiques horizontaux F_a est proposé dans le guide des Eléments Non Structuraux :

$$F_a = k_a \cdot W_a$$

avec :

- W_a : poids de l'Elément Non Structurel (= masse en N)
- k_a : coefficient adimensionnel représentant l'impact de :
 - la zone sismique,
 - la catégorie d'importance du bâtiment,
 - du paramètre q_a (voir ci-dessous)
 sur l'effort appliqué à l'ENS.

Les valeurs du coefficient k_a peuvent être lues dans les Tableaux ci-dessous.

Une valeur de k_a supérieure à 1 signifie que l'intensité de l'effort sismique est supérieure à celle du poids propre.

$q_a = 1$

		Catégorie d'importance du bâtiment		
		II	III	IV
Zone sismique	2	/	0,85	0,99
	3	1,11	1,33	1,55
	4	1,61	1,94	2,26
	5	2,35	2,83	3,30

Coefficient sismique k_a pour $q_a = 1$

$q_a = 2$

		Catégorie d'importance du bâtiment		
		II	III	IV
Zone sismique	2	/	0,42	0,49
	3	0,56	0,67	0,78
	4	0,81	0,97	1,13
	5	1,18	1,41	1,65

Coefficient sismique k_a pour $q_a = 2$

Tableau 11 – Valeurs du coefficient k_a selon le risque lié à l'installation solaire

La valeur de q_a à choisir dépend du risque créé par l'endommagement de l'élément sur les personnes. Dans le cas où l'installation solaire peut s'endommager sans risque pour les personnes (comportement ductile), la valeur retenue est $q_a = 2,0$.

⁶⁷ Ce guide est également appelé « Guides des ENS »

<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Dimensionnement%20parasismique%20des%20C3%A9l%3%A9ments%20non%20structuraux%20du%20cadre%20b%C3%A2ti.pdf>

Par contre, dans le cas où la dégradation de l'installation solaire entraîne des risques pour les personnes (comportement fragile), le coefficient de comportement est pris égal à $q_a = 1,0$.

Exemples de comportement ductile ($q_a = 2$) :

Capteur solaire fixé à la charpente par 4 points de fixation situés à chaque angle : la ruine d'une patte de fixation a peu de risque d'entraîner la chute du capteur.

Système photovoltaïque fixé par soudage sur la membrane d'une toiture terrasse : une éventuelle dégradation d'une soudure n'entraînera pas de risque sur les personnes.

Exemple de comportement fragile ($q_a = 1$) :

Chauffe-eau solaire (ballon plein d'eau) fixé sur un châssis incliné au-dessus d'une couverture en plaques ondulées : la ruine d'un point de fixation peut entraîner la chute du ballon sur la couverture qui ne résisterait pas à cet impact.

Les efforts sismiques F_a (et F_{av} si nécessaire) doivent être pris en compte dans le calcul des structures soumises aux actions sismiques. Ces calculs sont généralement effectués par des bureaux d'études spécialisés :

- Vérification de la structure du bâtiment aux sollicitations sismiques,
- Renforcement de la structure, en prévision d'une installation de nouveaux équipements,
- Vérification des fixations entre un système solaire et la structure du bâtiment.

Voir exemples de calculs en annexe.

6.6.3.4 *Combinaisons des actions sismiques avec le poids propre*

Pour la vérification de la structure aux actions sismiques, les 2 composantes horizontale et verticale doivent être considérées séparément. Il est nécessaire de considérer les cas de charge suivants :

- Dans tous les cas : $\vec{G}_k + \vec{F}_a$
- En complément, si l'action sismique vertical doit être considérée : $\vec{G}_k + \vec{F}_{a,v}$

6.7 La sécurité incendie des installations photovoltaïques

Comme tout matériel électrique installé dans un bâtiment, les installations photovoltaïques doivent respecter des règles de sécurité afin de préserver les occupants des risques inhérents aux installations électriques et notamment des risques incendie. Cela concerne la disposition des équipements électriques (onduleurs : voir § 8.2, batteries) et leurs raccordements jusqu'aux modules (voir Figure 19).

Les documents de référence sont les 2 guides UTE C15-712-1 et -2 respectivement, pour les installations raccordées au réseau et les installations autonomes raccordées à des batteries. Ces documents se réfèrent eux-mêmes aux normes NF C15-100 et NF C15-400. La conformité de l'installation, du point de vue électrique, fait l'objet d'une vérification par le Consuel dans le cas d'un raccordement au réseau public.

Le risque d'arc électrique sur le circuit courant continu côté modules photovoltaïques doit être absolument maîtrisé, notamment, en respectant les préconisations suivantes :

- Utiliser des connecteurs mâle/femelle de même marque et de même type avec système de verrouillage (entre modules mais également pour les rallonges éventuellement utilisées),
- Faire cheminer les câbles DC si possible à l'extérieur du bâtiment ou à l'intérieur du bâtiment dans des gaine technique type coupe-feu.

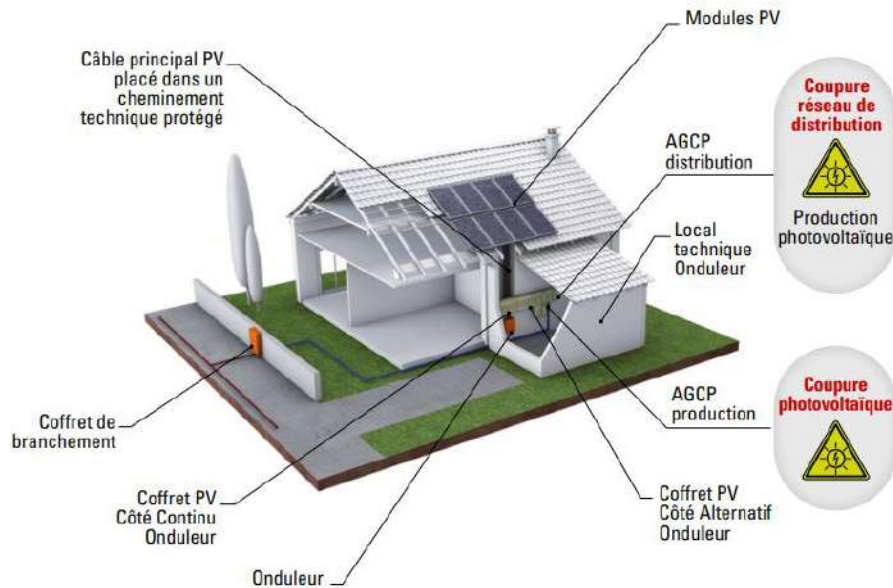


Figure 19 – Sécurité d'une installation photovoltaïque⁶⁸

On s'appuiera aussi sur le Guide SDIS La Réunion – Les installations photovoltaïques sur les établissements recevant du public.

A noter : Il est rappelé que toute installation ou mise en œuvre d'une installation photovoltaïque dans un Etablissement Recevant du Public, même dans le cas de la mise à disposition de la toiture à une entreprise tierce, doit obligatoirement faire l'objet d'une étude préalable par la commission de sécurité compétente.

Une Déclaration Préalable (DP) au titre de l'urbanisme ne suffit pas à elle seule, car les conditions réglementaires destinées à assurer la sécurité incendie des ERP sont modifiées.

Cette étude préalable est également fortement recommandée pour les ombrières.

6.8 La maintenance et l'entretien

Dans le cadre de son devoir de conseil auprès de son client, l'installateur remettra systématiquement au maître d'ouvrage un livret d'utilisation indiquant également les principes d'entretien et de maintenance de son installation. L'entreprise du bâtiment informe le maître d'ouvrage des opérations de maintenance nécessaires et doit, à ce titre, proposer un contrat de d'entretien et de maintenance incluant, au minimum, une visite annuelle.

Pour une installation photovoltaïque, l'installateur recommandera de réaliser l'entretien et la maintenance en s'inspirant de la norme NF EN 62446-1 : 2017.

Pour l'entretien et la maintenance des installations solaires thermiques collectives, des livrets techniques édités par SOCOL sont également disponibles sur le site SOCOL⁶⁹.

Le suivi de production (garantie de performance pour les systèmes solaires thermiques) et d'autoconsommation (pour les systèmes photovoltaïques) doit également être proposé par les installateurs. Il existe plusieurs moyens de s'assurer qu'une installation photovoltaïque fonctionne normalement. En effet, la mesure de la production solaire permet :

- De vérifier que les éléments de l'installation ne sont pas défectueux,
- De déclencher le nettoyage des vitrages des capteurs solaires thermiques ou des modules photovoltaïques en cas de salissures amoindrissant la production d'énergie,

⁶⁸ Source : Guide PACTE pour la mise œuvre de modules PV en surimposition sur couverture en petits éléments programmepacte.fr/sites/default/files/pdf/gmoepvsurimpositioncouvpetitelneufrenojan20212web.pdf

⁶⁹ [Maintenance & exploitation intelligente \(solaire-collectif.fr\)](http://Maintenance & exploitation intelligente (solaire-collectif.fr))

- À l'utilisateur du système solaire, de connaître sa production journalière et ainsi, dans la mesure du possible, d'adapter sa consommation (exemple de l'autoconsommation totale ou partielle en photovoltaïque),
- De comparer la production réelle avec la production annoncée.

La mesure du productible peut être réalisée par plusieurs moyens :

- L'utilisation d'un système de monitoring,
- La mise en place de pyranomètres pour mesurer l'irradiance solaire et calculer la production théorique.

Par ailleurs, comme tout instrument de mesure, il est recommandé de calibrer les pyranomètres de suivi tous les deux ans⁷⁰.

6.8.1 Sécurité sur chantier

Toute intervention de maintenance, d'entretien ou de remplacement d'un composant doit s'effectuer dans des conditions de sécurité cohérentes et avec les compétences mentionnées au § 4.

La fiche pratique de sécurité ED 137 éditée par l'INRS, l'OPPBTP et l'Assurance Maladie décrit les dispositions principales correspondantes⁷¹

L'emploi de dispositifs de sécurité (protections collectives, harnais, ceintures, équipements, dispositifs d'arrêt...) est obligatoire afin de répondre aux exigences en matière de prévention des accidents, notamment pour le travail en hauteur. Lors de la pose, de l'entretien, de la maintenance préventive ou curative, il est notamment nécessaire de mettre en place des dispositifs pour empêcher les chutes depuis la toiture selon la réglementation en vigueur (par exemple, un harnais de sécurité relié à une ligne de vie fixée à la charpente et un filet en sous-face) ainsi que des dispositifs permettant la circulation des personnes sans appui direct sur les capteurs solaires thermiques ou modules photovoltaïques (nacelle, échelle de couvreur, ...). Les points d'ancrage des lignes de vie ne peuvent en aucun cas être positionnés sur le procédé solaire.

A noter : Un bâchage de la surface des modules, par ailleurs, n'est pas suffisant pour se prémunir des risques de chocs électriques.

6.8.2 L'entretien d'une installation solaire

L'entretien est destiné à maintenir un état de propreté du système solaire permettant une production optimale d'énergie et un maintien de l'étanchéité de la toiture par un professionnel. Les opérations préconisées sont les suivantes :

- Nettoyage de la surface des capteurs solaires thermiques ou modules photovoltaïques.
- Nettoyage de la surface à l'eau ou selon préconisations du fabricant. L'eau doit toujours être projetée dans le sens de la pente.
- L'utilisation d'appareils haute pression est interdite.
- Cas surimposé :
 - Vérification de la non-entrave de la ventilation de la sous-face des capteurs ou modules : nids d'oiseaux, d'insectes, etc ...
 - Nettoyage des surfaces d'évacuation des eaux en sous-face des capteurs ou modules ; l'accumulation de débris, feuilles, poussières, pourraient gêner l'évacuation de l'eau, provoquer une infiltration en toiture ou/et provoquer la corrosion des tôles de couverture et/ou des systèmes de montage des systèmes solaires.
- Élaguer si nécessaire les arbres susceptibles de créer de nouveaux ombrages pénalisant la production de l'installation solaire.
- Un nettoyage plus fréquent peut s'avérer nécessaire en fonction :
- Des événements climatiques et de l'exposition du procédé solaire (cyclones, zones polluées, moisissures, brumes de sable, par exemple) afin de maintenir une production d'énergie,
- De la conception du procédé solaire, certains pouvant favoriser l'accumulation de salissures, végétaux,

⁷⁰ Norme ISO 9847 : 2023 Energie solaire – Étalonnage des pyranomètres par comparaison à un pyranomètre de référence

⁷¹ [Pose et maintenance de panneaux solaires thermiques et photovoltaïques – Fiche – INRS](#)

Si, tenant compte de l'ensoleillement réel, une baisse mesurable de la production d'une année sur l'autre est observée, il convient de faire vérifier le bon fonctionnement de chacun des composants individuellement.

6.8.3 La maintenance d'une installation solaire

Les opérations de maintenance peuvent comprendre les opérations d'entretien spécifiées ci-dessus ainsi que les points suivants :

- **Dispositions communes de maintenance des installations solaires thermiques et photovoltaïques :**
 - Vérification visuelle de l'état des chauffe-eau solaires thermiques ou des modules photovoltaïques (éventuelles décolorations, bris de vitre, délaminage, oxydation...),
 - Vérification visuelle de l'état des constituants du système de montage ainsi que de leur positionnement,
 - Vérification du bon serrage des organes de fixation,
 - Vérification de l'absence de corrosion.
- **Dispositions spécifiques de maintenance pour les installations solaires thermiques :**
 - Vérification de l'état des canalisations et de leur calorifugeage,
 - Vérification du groupe de sécurité.
- **Dispositions spécifiques de maintenance pour les installations photovoltaïques :**
 - Recommandation d'utiliser la thermographie infrarouge, une méthode non destructive qui consiste à capturer les variations de température d'une surface. Elle révèle les points chauds, des zones de température anormalement élevée, indiquant des problèmes sous-jacents.
 - Vérification de l'aspect et l'absence de détérioration des boîtes de connexion, ainsi que des câbles et des connexions tant en toiture que dans le local onduleur,
 - Vérification des continuités et du bon état général des liaisons équipotentielles et mesure de la prise de terre,
 - Vérification des tableaux électriques, resserrage des bornes,
 - Contrôle des fusibles, disjoncteurs, parafoudres,
 - Vérification de l'intégrité de l'onduleur et dépoussiérage de l'onduleur,
 - Vérification de la bonne ventilation du local onduleur,
 - Vérification du bon usage du local onduleur (exemples : absence de produits inflammables, atmosphère corrosive ou poussiéreuse).
 - Pour les ERP, l'opération de maintenance devra comprendre, de plus, un essai des installations de coupure d'urgence et une vérification des dispositifs de protection dans les conditions prévues à l'article R 123-12 du CCH appliquées à la catégorie de l'ERP.

Nota : En cas d'endommagement d'un module photovoltaïque (bris de glace, délaminage, ...) ou d'un autre composant, il est impératif de le faire remplacer. Aucune réparation ne doit être réalisée sur un module. Le remplacement des modules doit se faire en respectant scrupuleusement les recommandations relatives notamment à la mise hors circuit électrique de l'élément à remplacer.

A l'issue de ces opérations, il convient d'établir un rapport de visite, incluant les éventuelles anomalies détectées, les travaux réalisés ou à réaliser, les réponses aux éventuelles remarques du client ainsi que toutes les recommandations nécessaires au bon fonctionnement de l'installation.

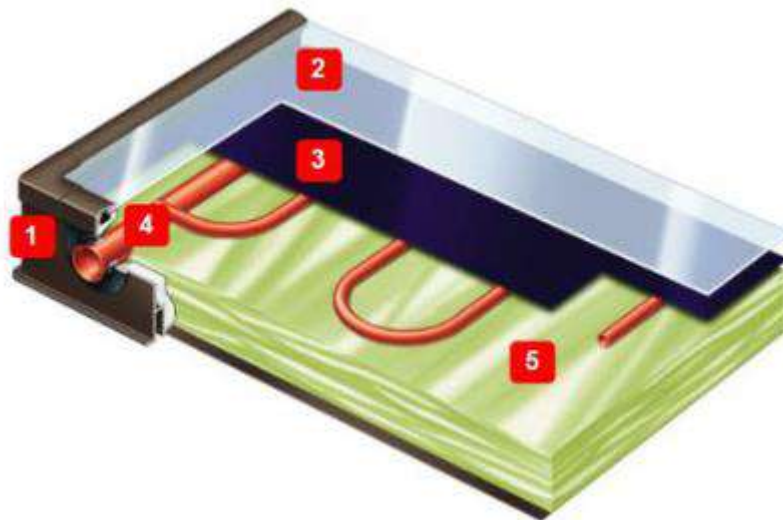
7 LES INSTALLATIONS SOLAIRES THERMIQUES DANS LES DROM

7.1 Les différents types de capteurs solaires thermiques

7.1.1 Le capteur solaire thermique plan vitré

Il se compose d'une surface absorbante réalisée à partir d'une plaque métallique de couleur sombre comportant, dans son épaisseur, des tubes métalliques (l'absorbeur). La face arrière de cet absorbeur est protégée par un vitrage qui laisse passer le soleil et retient la chaleur comme le ferait une serre. L'ensemble est enchâssé dans un coffre généralement métallique.

Ce type de capteur est courant, de technologie robuste et offre une durée de vie éprouvée (15 à 20 ans).



1 : Coffre

2 : Couverture transparente

3 : Absorbeur

4 : Grille hydraulique

5 : Isolation thermique

Figure 20 – Coupe d'un capteur solaire thermique plan (Source Viessmann)

7.1.2 Le capteur solaire autostockeur

Appelé aussi chauffe-eau solaire autostockeur, le capteur autostockeur reprend le principe d'un capteur plan en intégrant un réservoir sous le vitrage du capteur.

Les pertes thermiques nocturnes de ce système peuvent être importantes :

- L'ajout d'un système d'appoint intégré n'est pas recommandé.
- Si un appoint est ajouté, il doit être séparé et installé en aval de l'autostockeur.

Ce type de système est employé notamment aux Antilles et en Guyane.



Figure 21 – Photo d'un capteur autostockeur (Source Solarinox Guadeloupe)

7.2 Les différents types de chauffe-eau solaires

7.2.1 Le chauffe-eau solaire individuel à thermosiphon

Le chauffe-eau solaire individuel à thermosiphon (CESI à thermosiphon) est constitué de capteurs et de ballon reliés entre eux par des canalisations. A l'intérieur, un liquide caloporteur circule grâce à sa différence de densité avec l'eau du ballon. Tant qu'il est plus chaud, donc moins dense qu'elle, il s'élève naturellement par thermorégulation. De fait, le ballon doit être placé plus haut que les capteurs.

Le CESI à thermosiphon peut être soit monobloc (fixé sur un même châssis), soit en éléments séparés. Il peut aussi être muni d'un appoint.

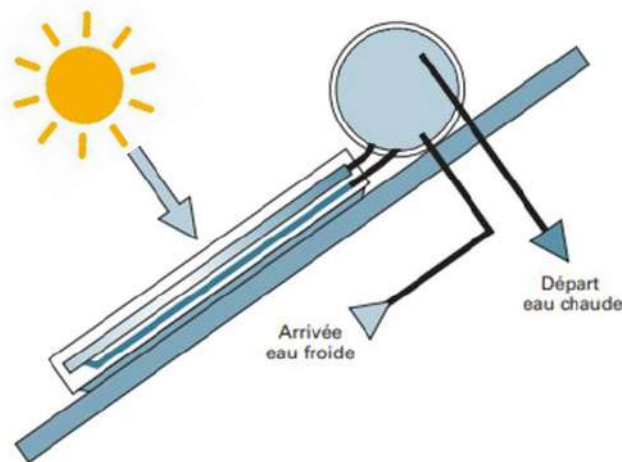


Figure 22 – Schéma de principe d'un CESI à thermosiphon type monobloc (Source CSTB)

Un chauffe-eau solaire nécessite les mêmes accessoires hydrauliques que toute installation d'eau chaude sanitaire :

- Un détendeur en amont de l'installation (eau froide + eau chaude)⁷²,
- Un groupe de sécurité juste en amont du ballon.

En complément, un chauffe-eau solaire nécessite l'installation d'un limiteur de température thermostatique à sa sortie.

Par ailleurs, pour limiter les pertes énergétiques et assurer la sécurité des personnes intervenant sur l'équipement, la mise en place de calorifugeage sur l'ensemble des points accessibles (petite et grande canne) est à favoriser.

7.2.2 Cas particulier du chauffe-eau à thermosiphon à éléments séparés

Certains systèmes permettent un montage dit « à éléments séparés » :

- Le ballon est installé sous la toiture,
- Seul, le capteur est à l'extérieur.

Ce type d'installation nécessite des produits adaptés et une technicité particulière de la part de l'installateur. Quelques points d'attention :

- Le haut du capteur doit être positionné à une altitude inférieure à celle du bas du ballon,
- Les dimensions et le parcours des canalisations ne doivent pas empêcher la circulation par effet thermosiphon,
- Le ballon étant généralement situé dans les combles, un bac de récupération doit être installé pour limiter les conséquences des éventuelles fuites d'eau vers les locaux situés en dessous.

⁷² Pour le bon fonctionnement de la robinetterie, il est important que la pression soit équilibrée entre la partie eau froide et la partie eau chaude

A noter : Il existe des systèmes photovoltaïques qui alimentent des ballons ECS, en individuel et également en collectif (rénovation). Toutefois, le rendement actuel des modules photovoltaïques peut difficilement concurrencer, au niveau énergétique, les performances des chauffe-eau solaires thermiques pour la production d'ECS. Il est nécessaire de disposer d'une surface de toiture conséquente : ce type d'installation nécessite 2 à 3 fois plus de surface pour l'installation photovoltaïque par rapport à une installation solaire thermique.

7.2.3 Dimensionnement de l'appoint électrique dans les CESI à thermosiphon

Ces règles de dimensionnement de l'appoint électrique sont issues de la jurisprudence du Groupe Spécialisé n°14.4.

- Le dispositif d'appoint doit être commandé par un dispositif de régulation réglable entre 40°C et 60°C dont l'élément sensible se situe au niveau supérieur de l'enveloppe du thermoplongeur électrique. Pour des volumes de ballons supérieurs ou égaux à 400 litres, le dispositif de régulation devra être réglé à une valeur supérieure ou égale à 60 °C.
- Les dispositifs de commande générale et de contrôle éventuel du temps de fonctionnement de l'appoint (interrupteur marche - arrêt, horloge ou programmeur) doivent être facilement accessibles à l'utilisateur. Ils peuvent pour cela être placés par exemple, dans la cuisine, le garage ou le cellier.

Si la puissance nominale de la résistance d'appoint est supérieure à 1000 W, cette résistance doit respecter les conditions de puissance maximale ci-après en fonction de la capacité du ballon :

- 12 W / l (rapporté au volume total du ballon de stockage) si l'appoint est géré par un système à enclenchement manuel permettant de limiter dans le temps le fonctionnement de cet appoint, avec une durée maximum de 3 heures, (cette disposition n'est autorisée que pour des ballons de volumes inférieurs à 400 litres)
- 12 W / l si l'appoint est géré par une horloge ou un programmeur qui permet son utilisation en heures de nuit uniquement (de 22 heures à 6 heures),
- 6 W / l en l'absence des dispositifs de gestion de l'appoint mentionnés ci-dessus.
- Le dispositif d'appoint (thermoplongeur électrique) doit être conforme à la norme NF EN 60355 parties 1 et 2.

En résumé, pour différents volumes de ballon, la puissance maximale de l'appoint électrique est traduite dans le Tableau suivant (arrondi à 100 W par défaut) :

Puissance maximale de l'appoint électrique en W selon son type de gestion			
Volume du ballon	Réarmement manuel avec un maximum de 3 heures	Programmation en heures de nuit uniquement (22 heures - 6 heures)	Absence de dispositif de gestion de l'appoint spécifique
150 litres	1800	1800	1000
200 litres	2400	2400	1200
300 litres	3600	3600	1800
390 litres	4600	4600	2300

Tableau 12 – Puissance maximale de l'appoint selon type de pilotage

7.2.4 Le chauffe-eau solaire individuel à circulation forcée

Un chauffe-eau solaire à circulation forcée reprend les principes des systèmes couramment utilisés en Métropole :

- Capteurs installés en toiture,
- Ballon installé au niveau des zones habitables,
- Pompe de circulation pour faire circuler le fluide caloporteur entre le ballon et les capteurs,
- Régulateur électronique et sondes de température pour piloter la pompe.

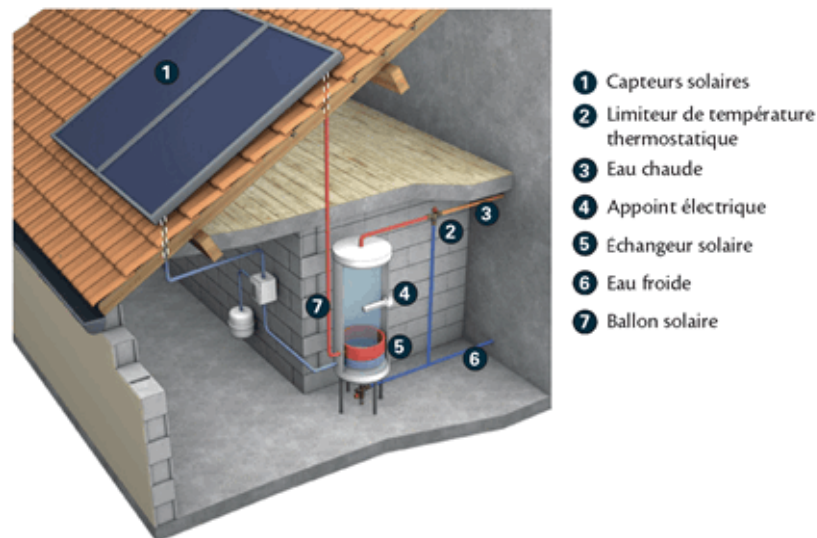


Figure 23 – Schéma de principe d'un CESI à circulation forcée à appoint électrique intégré (Source CSTB)

Pour les installations réalisées dans les DROM, lorsque le risque de gel est absent :

- Soit le circuit primaire (solaire) est séparé du circuit sanitaire :
 - Il peut être rempli à l'aide d'eau non glycolée,
 - Tous les accessoires hydrauliques du circuit primaire doivent être installés comme en Métropole. Les préconisations pour les organes tels que vase d'expansion, soupapes de sécurité, pompes, etc. figurent dans le DTU 65.12.

Ils sont généralement intégrés aux groupes de transfert disponibles dans le commerce :

 - Vase d'expansion,
 - Soupape de sécurité,
 - Manomètre.
- Soit l'eau sanitaire circule directement dans le circuit primaire (solaire) :
 - Le ballon ne comporte pas d'échangeur solaire,
 - Le groupe de transfert peut être simplifié : la soupape du groupe de sécurité sanitaire assure la sécurité en pression,
 - Tous les accessoires du circuit solaire, notamment le groupe de transfert, doivent impérativement disposer d'une ACS (Attestation de Conformité Sanitaire) pour justifier de leur compatibilité avec l'eau potable.

A noter : Le soin apporté à la mise en place des sondes de température influe sur la mesure. Ainsi, une sonde de température fixée sur une canalisation à l'extérieur peut mesurer une température d'eau, à condition d'ajouter une isolation sur la sonde pour limiter l'influence de la température extérieure.

7.2.5 Le chauffe-eau solaire collectif

Le Chauffe-Eau Solaire Collectif (CESC) reprend le même principe que le chauffe-eau solaire individuel. La production d'eau chaude sanitaire est réalisée par des capteurs situés en toiture. L'eau sanitaire est stockée soit dans la chaufferie, dans un ballon collectif solaire (CESC), soit dans un ballon solaire dans chaque logement (CESCI – Chauffe-Eau Solaire Collectif Individualisé), avec un appoint qui assure le complément à la préparation d'eau chaude sanitaire. Quand l'appoint seul est situé dans chaque logement, le ballon solaire restant dans la chaufferie, on parle de CESCAI (Chauffe-Eau Solaire Collectif à Appoint Individualisé).

Cette installation de solaire thermique collectif se compose principalement de :

- Capteurs solaires thermiques,
- Un ou plusieurs ballons de stockage solaire.

Le chauffe-eau solaire collectif fonctionne avec un appoint. Celui-ci peut être assuré par une chaudière collective à condensation et un ou plusieurs ballons d'appoint.

Un réseau de distribution d'eau chaude sanitaire et un retour de bouclage sont également installés pour relier les points d'usage aux ballons de stockage et à la chaudière.

A noter : Lorsqu'un bouclage sanitaire est mis en place, le retour de ce dernier ne doit pas être uniquement ramené sur le ballon de stockage solaire. En effet, ce montage conduirait à un réchauffement du ballon de stockage préjudiciable aux performances de l'installation. La mise en place d'un bouclage sur le ballon solaire doit être envisagée uniquement dans les cas où :

- La commutation de la vanne 3 voies est maîtrisée,
- Et il y a un risque avéré d'absence régulière et prolongée de consommation d'eau chaude sanitaire.

Des règles professionnelles ont été rédigées dans le cadre du programme PACTE⁷³; on peut s'en inspirer pour les DROM. D'autres documents techniques annexes, qui n'ont pas le statut de règles professionnelles, sont également disponibles sur le site PACTE⁷⁴, ainsi que sur le site SOCOL⁷⁵.

7.3 Constitution des systèmes de montage des systèmes solaires thermiques en toiture

Les systèmes de montage sont généralement constitués de profilés en acier inoxydable, acier revêtu ou aluminium. Ils sont assemblés grâce à des systèmes de visserie.

Les nuances des profilés métalliques préconisées sont les suivantes :

- Aciers inoxydables : les nuances courantes sont 1.4301 et 1.4404.
- Aciers revêtus :
 - Les nuances à utiliser sont les « aciers de construction » (nuances S220GD et suivantes) selon la norme EN 10346.
 - Les nuances DX et H ne devraient pas être employées pour les systèmes de montage.
- Aluminium : les nuances courantes sont AW-6060 et AW-6063.

Les choix des nuances de matières doivent tenir compte des préconisations sur la tenue à la corrosion du § 6.4.

7.4 Légionelle

La légionelle est une bactérie présente dans l'eau froide. Elle se multiplie pour des températures comprises entre 25°C et 43°C. Certaines souches de légionelles peuvent provoquer des infections pulmonaires (légionellose) par inhalation d'eau contaminée diffusée en aérosol.

Les personnes les plus sensibles sont les personnes âgées ou immunodéprimées.

La réglementation française considère qu'en dessous de 400 litres de stockage, il s'agit d'une installation individuelle (ou assimilée) : les exigences concernent principalement le niveau de température à la sortie du système de production.

Au-delà de 400 litres : des exigences supplémentaires s'appliquent ; elles concernent notamment la température à l'intérieur du stockage.

Les principaux textes réglementaires sont les suivants :

- Arrêté du 30 novembre 2005 modifiant l'arrêté du 23 juin 1978 relatif aux installations fixes destinées au chauffage et à l'alimentation en eau chaude sanitaire des bâtiments d'habitation, des locaux de travail ou des locaux recevant du public : <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arrete/2005/11/30/SANP0524385A/jo/texte>
- Circulaire interministérielle DGS/SD7A/DCS/ DGUHC/DGE/DPPR n° 2007-126 du 3 avril 2007 relative à la mise en œuvre de l'arrêté du 30 novembre 2005 modifiant l'arrêté du 23 juin 1978 relatif aux installations fixes destinées au chauffage et à l'alimentation en eau chaude sanitaire des bâtiments

⁷³ [Chauffe-eau solaires collectifs centralisés \(CESC\) – Neuf et Rénovation – Conception et dimensionnement | Programme PACTE](#)
[Production d'eau chaude sanitaire collective individualisée solaire \(CESCI\) – Neuf – Conception et dimensionnement | Programme PACTE](#)

⁷⁴ [Chauffe-eau solaires collectifs avec stockage en eau morte – Conception et dimensionnement – Rapport | Programme PACTE](#)
[Chauffe-eau solaires collectifs à appoints individualisés \(cescai\) – Les risques sanitaires et de brûlure – Rapport | Programme PACTE](#)

⁷⁵ [Schematheque_SOCOL_ECS_Collective_Fev2016.pdf \(solaire-collectif.fr\)](#)

d'habitation, des locaux de travail ou des locaux recevant du public :
<https://www.legifrance.gouv.fr/circulaire/id/27334>

Dans les établissements spécifiques – les établissements de santé en particulier – des exigences complémentaires de surveillance sont applicables.

Pour les installations solaires de ces établissements, on privilégie généralement des installations dites « en stockage d'eau morte » ou « en stockage d'eau technique »

- Réglementation : <https://sante.gouv.fr/soins-et-maladies/maladies/maladies-infectieuses/article/prevention-de-la-legionellose-les-obligations-par-type-d-installation-et-d>
- Références techniques :
 - SOCOL : https://www.solaire-collectif.fr/ftp/pgiArticle/ET/221220_Livret_SOCOL_Eau_Technique_VF.pdf
 - Guide « Maîtrise du risque de développement des légionelles dans les réseaux d'eau chaude sanitaire » : https://sante.gouv.fr/IMG/pdf/guide_maitrise_legionelles_reseaux_interieurs.pdf

7.5 Précisions sur le dimensionnement thermique

Dans une installation solaire thermique, le dimensionnement est une étape essentielle de la conception.

La consommation journalière d'eau chaude est un paramètre essentiel de ce dimensionnement : une installation surdimensionnée entraîne un surinvestissement et des risques de défaillances du fait des surchauffes.

En prédimensionnement, le volume de stockage d'une installation solaire correspond à la consommation journalière d'eau chaude sanitaire.

Pour les installations collectives et les installations spécifiques, les études de dimensionnement doivent affiner ce dimensionnement et prendre en compte la température d'eau froide du site.

Le site internet de SOCOL propose des ratios de consommation adaptés aux installations en outremer :

- https://www.solaire-collectif.fr/achat/definir-les-bons-ratios-de-dimensionnement/Copie_de_BECSO.htm
- https://www.solaire-collectif.fr/ftp/pgiArticle/Copie_de_BECSO/220712_Fiche_Ratios_Besoins_ECS-DOM-TOM_ESM23.pdf
- https://www.solaire-collectif.fr/ftp/pgiArticle/Copie_de_BECSO/220712_Fiche_Ratios_Besoins_ECS-DOM-TOM_ESM2.pdf

Dans le cadre de SOCOL, on recense les logiciels suivants :

- OUTISOL - première idée estimative de la faisabilité économique d'un projet,
- SOLO – Calcul des performances d'une installation solaire de production d'eau chaude,
- SCHEFF – destiné au dimensionnement des CESCO,
- PICsol – réseaux de chaleur solaire.

D'autres logiciels commerciaux existent sur le marché, par exemple :

- TRNSYS – distribué par le CSTB,
- T*SOL – distribué par FISA (Fauconnet Ingénierie),
- POLYSUN – distribué par Vela Solaris.

7.6 Schémas type d'installation

Les CESI installés devront présenter les garanties suivantes :

- Comprendre la fourniture et la pose d'un groupe de sécurité (soupape de sûreté, clapet antiretour) sur l'arrivée d'eau froide,
- Comprendre la fourniture et la pose d'un réducteur de pression sur eau froide,
- Être installés en conformité avec les Avis Techniques et réglementations en vigueur,
- Rendre accessibles les vannes d'isolement (eau froide et eau chaude) pour l'utilisateur,
- Comprendre une fixation des canalisations sur toiture et un calorifugeage approprié des canalisations (un mètre minimum de longueur de calorifuge en extérieur si l'installation le permet et une fixation de tuyauterie tous les 2 ou 3 mètres). La protection du calorifuge contre le rayonnement

solaire par un film aluminium, une coque PVC ou par l'application de deux couches de peinture blanche type « deep étanche »,

- Disposer d'un mitigeur thermostatique accessible en distribution d'eau chaude,
- Mettre en place une temporisation de l'appoint électrique le cas échéant.

7.6.1 Installation individuelle

Dans le cas d'un chauffe-eau solaire individuel à thermosiphon, le schéma de principe est le suivant :

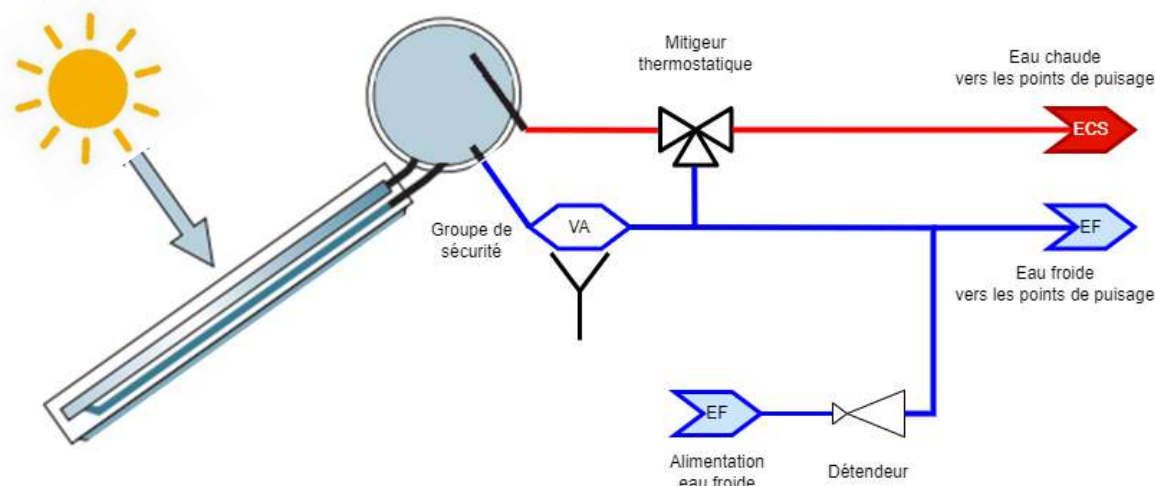


Figure 24 – Schéma d'une installation CESI à thermosiphon

7.6.2 Installation collective (CESC, CESC I et CESCAI)

Des exemples de schéma de principe d'installations sont disponibles sur le site SOCOL ainsi que dans les documents du Programme PACTE (voir § 7.2.5).

- Dans le cas d'un chauffe-eau solaire collectif centralisé (CESC), le schéma de principe est le suivant :

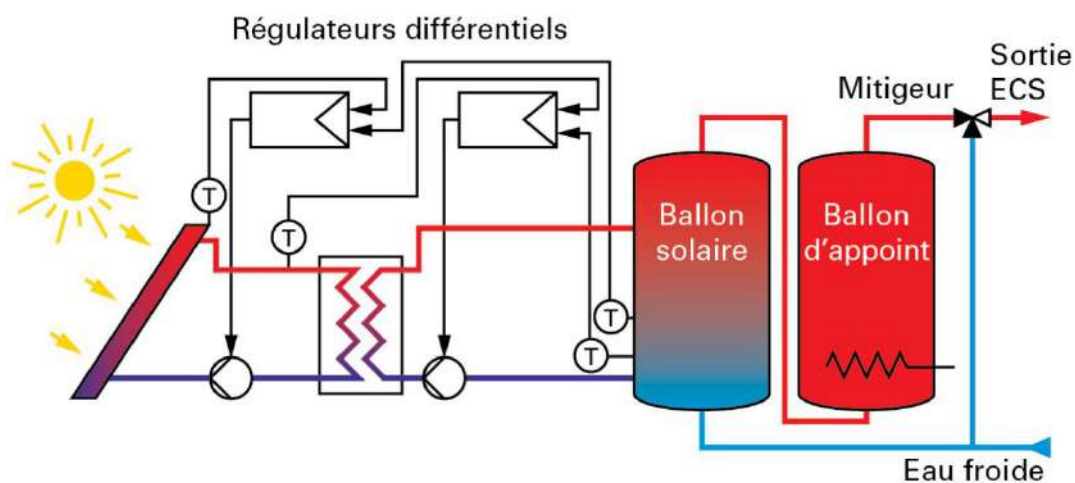


Figure 25 – Schéma d'une installation type CESC (source SOCOL)

- Dans le cas d'un chauffe-eau solaire collectif individualisé (CESCI), le schéma de principe est le suivant :

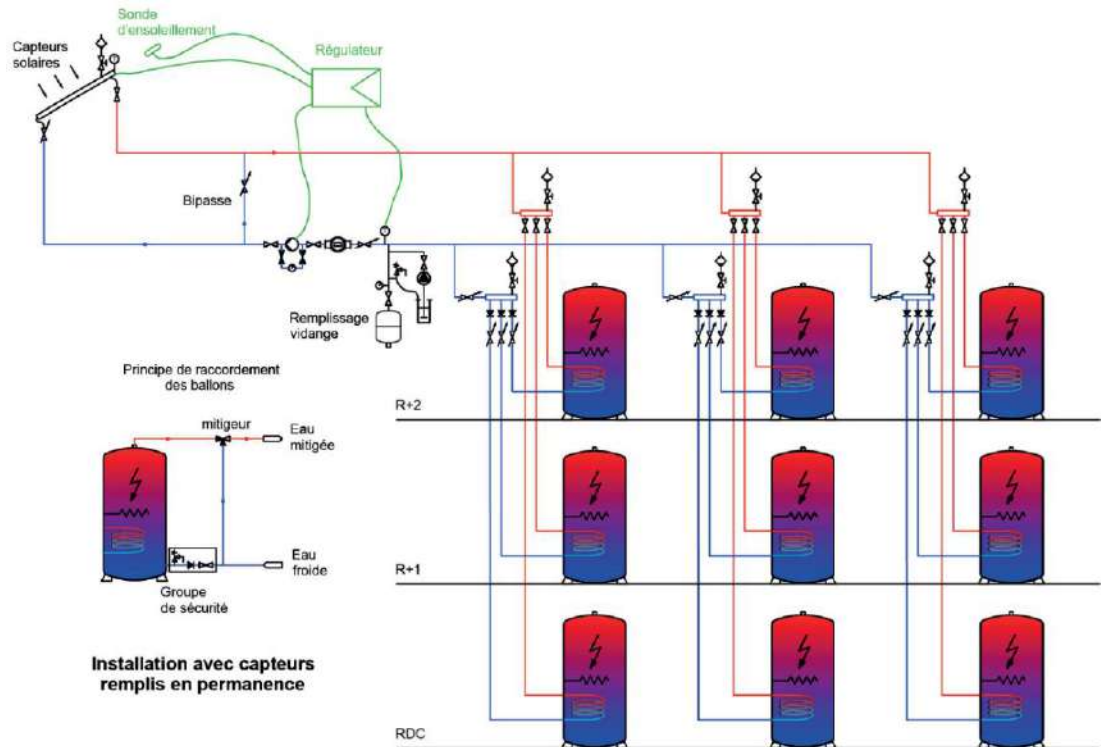


Figure 26 – Schéma de principe d'un chauffe-eau solaire collectif individualisé en configuration type parapluie, capteurs remplis en permanence et appoint par résistance électrique (source SOCOL)

- Dans le cas d'un chauffe-eau solaire collectif à appoint individualisé (CESCAI), le schéma de principe est le suivant :

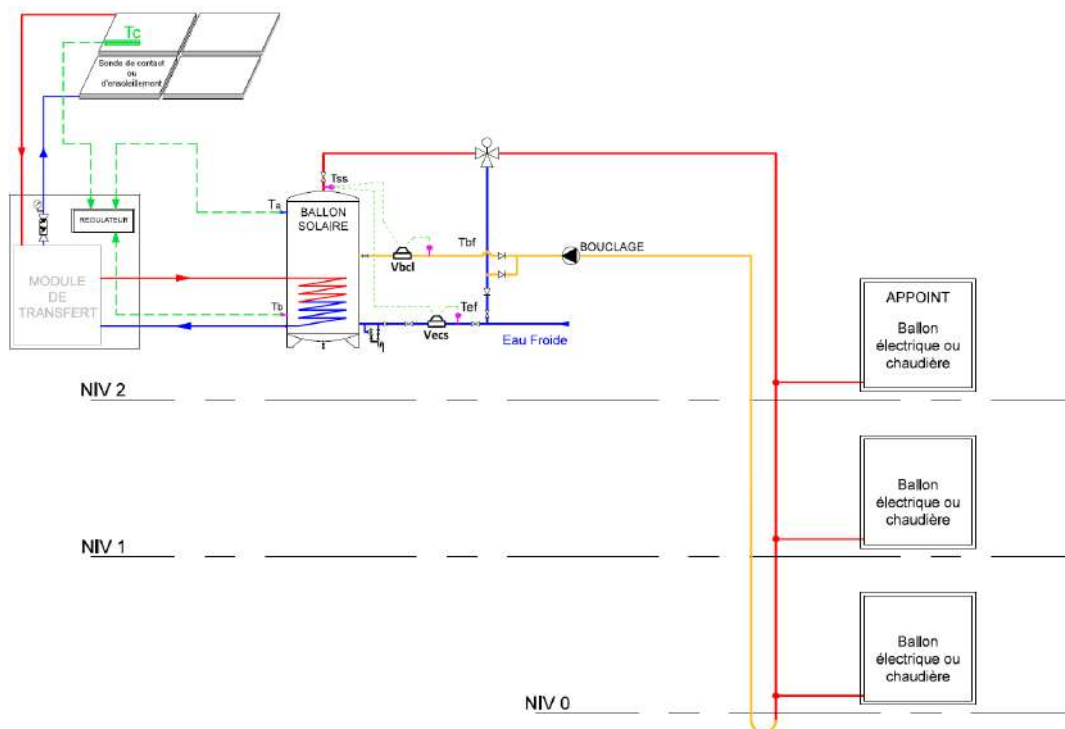


Figure 27 – Schéma de principe d'un chauffe-eau solaire collectif à appoint individualisé (source SOCOL)

7.7 La mise en service des installations

La mise en service des installations solaires thermiques est une étape essentielle de ce type d'installation, notamment en collectif :

- Il est nécessaire d'assurer une bonne transition entre les équipes chargées de l'installation et les équipes de chargées de la maintenance,
- Il est souvent nécessaire de gérer le risque de surchauffe entre l'installation du système et l'utilisation nominale de l'installation par le maître d'ouvrage.

Du point de vue contractuel, la réception permet de vérifier la conformité de l'installation vis-à-vis du cahier des charges et de « transférer la chose gardée » au maître d'ouvrage d'un point de vue juridique ; elle ne permet pas, dans la plupart des cas, de s'assurer que l'installation réalisée fonctionne de façon optimale. À compter de la date de réception, débute pour 1 an la Garantie de Parfait Achèvement (GPA) qui incombe aux constructeurs de l'ouvrage.

Pour vérifier que la production réelle est conforme au productible théorique, SOCOL propose de formaliser une étape de « mise en service dynamique » de l'installation. Il s'agit de vérifier par des mesures, l'atteinte du niveau nominal de productivité tenant compte des consommations et de l'ensoleillement, avec l'équilibrage hydraulique et le réglage de certains équipements ou une intervention plus lourde dans le cadre de la GPA, le cas échéant.

SOCOL propose de documenter la mise en service dynamique dans un carnet de bord technique, contenant tous les éléments et indicateurs relatifs à l'installation, nécessaires à la bonne exploitation de l'ouvrage dans le temps⁷⁶.

À l'issue de la mise en service dynamique, l'exploitant désigné pour assurer la maintenance de l'installation solaire (qui peut être l'installateur) dispose de tous les éléments nécessaires à la prise en charge d'une installation en parfait ordre de marche. Le suivi de performance débutera simultanément.

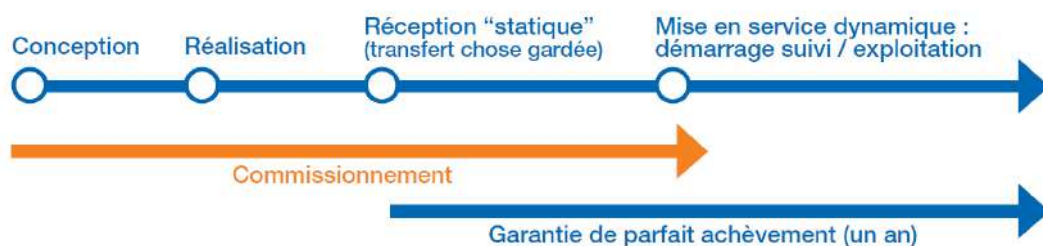


Figure 28 – Intégration de la mise en service dynamique dans le processus d'un chantier (Source : SOCOL)

À l'issue de l'année de parfait achèvement et de la mise en service dynamique, le Maître d'ouvrage peut prévoir la mise place :

- D'une GRS – Garantie de Résultats Solaires :
La garantie de résultats solaires (GRS) est un contrat qui engage solidairement les concepteurs et l'exploitant envers le Maître d'Ouvrage à exploiter, à la fin de la Mise en Service Dynamique, une installation de production d'eau chaude sanitaire solaire dont ils garantissent et démontrent sur site la capacité à assurer une production énergétique annuelle moyenne minimale d'origine solaire thermique. Cette quantité est subordonnée à la consommation d'une quantité d'eau chaude sanitaire minimale.
- Ou d'une GBF – Garantie de Bon Fonctionnement :
La Garantie de Bon Fonctionnement est un contrat par lequel l'exploitant s'engage envers le Maître d'Ouvrage à ce que les installations solaires soient capables d'assurer sans interruption notable la production d'eau chaude sanitaire telle qu'elle est évaluée lors de la mise en service dynamique. La vérification des performances et du fonctionnement des installations s'effectue à l'aide du système de comptage faisant partie intégrante de l'installation.

A noter : Quelle que soit la solution choisie par le maître d'ouvrage, elle doit être prévue dans les pièces marché soumises à la consultation.

⁷⁶ <https://www.solaire-collectif.fr/achat/mise-en-service-dynamique-clef-de-voute-de-l-installation/4.htm>

7.8 La durée de vie d'un système solaire thermique

Grâce à des équipements robustes et fiables, avec un dimensionnement cohérent avec les besoins, un système solaire thermique permet ainsi de fournir une part importante des besoins d'eau chaude pendant de nombreuses années avec des prix stables. En effet, bien conçus, bien utilisés et régulièrement entretenus, les éléments d'une installation solaire ont des durées de vie, selon l'ADEME⁷⁷ :

- De 20 à 30 ans pour des capteurs plans de qualité (par exemple certifiés par un organisme de certification selon § 2.3.1),
- Plus de 20 ans pour les ballons,
- D'environ 10 ans pour les éléments du circuit hydraulique (circulateur, les sondes de température et la régulation).

Pour optimiser la durée de vie d'une installation solaire thermique, il est recommandé de suivre les instructions du fabricant et de faire appel à un professionnel pour l'entretien régulier. En effet ; **une installation non entretenue peut voir sa durée de vie divisée par 2.**

7.9 La recyclabilité d'un système solaire thermique

L'essentiel de l'équipement est composé de matériaux recyclables (verre, aluminium, etc...). Donc **95% des capteurs solaires thermiques seront recyclés**. Ce qui est bien mieux que la majorité des équipements domestiques.

Une filière de recyclage/ réutilisation spécifique des chauffe-eau solaires à thermosiphon est en activité dans l'Océan Indien⁷⁸.

7.10 Les systèmes solaires thermiques en toiture-terrasse support béton

7.10.1 La mise en œuvre des systèmes solaires thermiques en toiture-terrasse support béton

7.10.1.1 La fixation en toiture-terrasse :

Pour des installations en toiture-terrasse, le système de montage (châssis incliné) permet de choisir la pente et l'orientation de l'installation.

La fixation des supports de capteurs doit être réalisée dans un support rigide (béton, métal...) permettant la reprise des charges (goujon, scellement chimique, ...). La fixation peut être complétée par un haubannage.

Dans tous les cas, le DTU étanchéité (DTU 43.1 – NF P84-201-1-1) doit être respecté, notamment le paragraphe 9.1 ainsi que le DTU 65.12. Une attention particulière doit être portée aux points suivants :

- Les distances au-dessus de l'étanchéité doivent être respectées,
- La mise en œuvre doit empêcher tout risque de poinçonnement de l'étanchéité,
- Les règles de l'art de l'étanchéité doivent être respectées (relevés, traversée de l'étanchéité,...).

7.10.1.2 La mise en œuvre des canalisations

Les canalisations doivent être isolées. Leur isolation doit être protégée mécaniquement (oiseaux, rongeurs...). Les canalisations doivent être mise en œuvre de façon à ne pas endommager le revêtement d'étanchéité.

7.10.1.3 Les pénétrations en toiture-terrasse

Les pénétrations sont réalisées conformément aux règles de l'art, par exemple :

- Par une souche maçonnée – suivant DTU 20.12 § 7.2.6.1,
- Par une crosse (tuyauteries flexibles) – suivant DTU 40.1 § 8.7.2.1,
- Ou par un fourreau ou un manchon équipé d'une collerette (tuyauteries rigides) – suivant DTU 40.1 § 8.7.2.3.

⁷⁷ [Le solaire thermique – Ademe](#)

⁷⁸ [\(31\) R2S - Recyclage Solaire Solidaire : About | LinkedIn](#)

7.10.2 Le calcul simplifié des charges climatiques et sismiques en toiture terrasse support béton

Des exemples de notes de calcul simplifiées de charges climatiques et sismiques pour les systèmes solaires thermiques figurent en Annexe 1.

7.11 Les systèmes solaires thermiques en toiture inclinée recouverte de grands éléments

7.11.1 La mise en œuvre des systèmes solaires thermiques sur toitures inclinées recouvertes de grands éléments

7.11.1.1 La fixation au-dessus des couvertures en grands éléments

L'installation est réalisée parallèlement au pan de toiture sur lequel est réalisée l'installation.

La fixation du système doit être réalisée dans la charpente (panne, chevron) au moyen de fixations adaptées au type de charpente (tire-fond).

Pour éviter les risques d'écrasement du profil de la tôle de couverture, on interpose un pontet adapté à la forme de la couverture.

A noter :

Ce type de mise en œuvre limite l'accès aux fixations de la couverture qui sont situées sous le système solaire. Pour permettre un entretien régulier – tel que préconisé dans les recommandations professionnelles PACTE sur les couvertures en tôles d'acier revêtues en climat tropical ou équatorial – ce type de mise en œuvre est réservé à des installations de petite taille telles que des installations solaires thermiques individuelles.



Figure 29 – Exemple d'installation de CESI à thermosiphon sur toiture recouverte de grands éléments (Source Giordano)

7.11.1.2 La mise en œuvre des canalisations

Les canalisations doivent être isolées. Leur isolation doit être protégée mécaniquement (oiseaux, rongeurs...). Les canalisations doivent traverser la couverture au moyen de systèmes adaptés au profil de la couverture, par exemple en utilisant des manchons d'étanchéité.

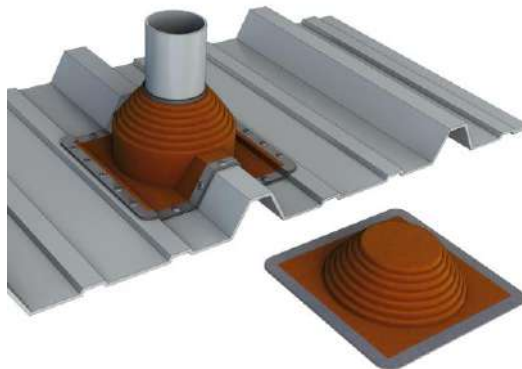


Figure 30 – Représentation d'une traversée de toiture inclinée grands éléments
(Source : Recommandations Professionnelles - Couverture en plaques nervurées issues de tôles d'acier revêtues en climat tropical ou équatorial humide et conditions cycloniques)

7.11.2 Le calcul simplifié des charges climatiques et sismiques en couverture inclinée recouverte de grands éléments

Des exemples de notes de calcul simplifiées de charges climatiques et sismiques pour les systèmes solaires thermiques figurent en Annexe 3.

7.12 Les systèmes solaires thermiques en toiture inclinée recouverte de petits éléments

7.12.1 La mise en œuvre des systèmes solaires thermiques sur toitures inclinées recouvertes de petits éléments

Ce type de couverture est proche des couvertures existantes en métropole.

Les fixations de type « crochet » peuvent être utilisées, des prescriptions existent dans les recommandations professionnelles RAGE⁷⁹ :

Les supports des capteurs doivent être fixés soit directement sur les chevrons ou les pannes de la charpente, soit sur des chevêtres mis en place à cet effet. La Figure suivante illustre un exemple de crochet de fixation adapté aux tuiles plates.

Les liteaux, voliges ou écrans rigides en panneaux à base de bois ne sont pas prévus pour servir de support au point de fixation des capteurs.

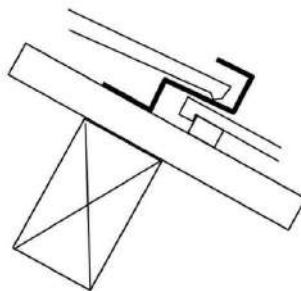


Figure 31 – Exemple de crochet pour tuile plate fixé sur une panne ou chevêtre.

La fixation des supports des capteurs sur la charpente impose de s'assurer que la résistance mécanique soit suffisante pour supporter les efforts créés par la surcharge.

Concernant les crochets de fixation, la pose dans le courant du fil d'eau doit être réalisée en tenant compte des écoulements d'eau provenant du couloir de l'élément de couverture. Le courant des éléments de couverture doit assurer l'écoulement du fil d'eau librement et sans contraintes en respectant les règles générales de la couverture. Les pattes de fixation sont posées de préférence en dehors de ce fil d'eau pour limiter les obstructions.

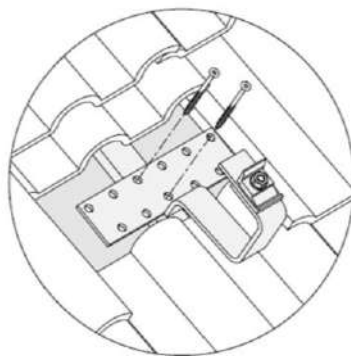


Figure 32 – Exemple de pose de crochet dans le courant du fil d'eau

Attention : Ces recommandations professionnelles RAGE ont été rédigées pour des installations en Métropole.

⁷⁹ Extraits des recommandations professionnelles RAGE « Chauffe-eau solaire en habitat individuel - rénovation - installation et mise en service » – <https://www.programmepacte.fr/chauffe-eau-solaire-en-habitat-individuel-renovation-installation-et-mise-en-service>

L'utilisation de ce type de fixation dans les DROM est actuellement visée par des évaluations techniques collégiales :

- du fait de la charge apportée par le ballon d'un thermosiphon (type d'installation plus rare en Métropole),
- du fait des efforts de vents cycloniques,
- du fait d'une concomitance vent-pluie plus défavorable qu'en métropole,
- du fait des efforts sismiques (notamment dans les Antilles).

7.12.2 Le calcul simplifié de charges climatiques et sismiques pour les systèmes solaires thermiques sur toiture inclinée recouverte de petits éléments

Les principes de calculs simplifiés sont identiques à ceux présentés pour des couvertures en grands éléments. Ils figurent en Annexe 3.

8 LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAIQUES DANS LES DROM

8.1 Les types de modules photovoltaïques

8.1.1 Le module cadré

Le module cadré standard est le plus répandu sur le marché français. Sa technologie est arrivée à maturité mais continue de progresser pour améliorer les performances et la durabilité. Il est fabriqué en masse et les coûts de production bénéficient de facteurs d'échelle pour le rendre attractif. Initialement utilisé pour les centrales photovoltaïques au sol, les concepteurs de systèmes d'intégration au bâti ont cherché à créer des systèmes capables de mettre en œuvre ce module sur les toitures.

Il est composé d'une face avant en verre trempé et d'une face arrière en polymère. Il est associé à un cadre en aluminium destiné à sa manipulation et à sa fixation. Enfin, il contient des cellules de silicium cristallin pour lesquelles le marché se partage en cellules polycristallines (carrées) et monocristallines (carrées avec, généralement, des coins biseautés).

Les dimensions d'un module standard ne sont pas uniformes d'un fabricant à l'autre. Les dimensions habituelles sont généralement observées autour de 1,75 m x 1,05 m, avec des dimensions pouvant atteindre 2,10 m x 1,10 m et plus, sans qu'il n'y ait de règle standardisée.

Il existe également des modules conçus avec un format et une disposition de cellules spécifiquement étudiés pour être intégrés dans un système de montage particulier. Ces modules se distinguent donc des modules cadrés standard par le fait qu'ils font partie intégrante d'un kit de montage et ne peuvent être utilisés ailleurs. Leur coût est légèrement supérieur du fait de leur fabrication en moins grande quantité.

Un module standard a généralement une puissance crête de l'ordre de 300 à 400 Wc. Les modules polycristallins ont un rendement situé entre 13 % et 18 %. Le rendement des modules monocristallins dans des conditions optimale (température, inclinaison et orientation) peut être de 16 % à 24 %.

8.1.2 Le module souple ou semi-rigide

Plus légers et plus fins que les modules standard cadrés, ces modules sont souvent utilisés en toiture en étant collés en surface soit de revêtements d'étanchéité en toiture-terrasse, soit de grands éléments de couverture en plaques métalliques.

On distingue les modules souples des modules semi-rigides par le fait que les modules souples supportent un rayon de courbure inférieur ou égal à 0,5 m. Néanmoins, on limitera les sollicitations sur des modules souples et semi-rigides. En aucun cas, il ne faut les plier car il peut y avoir un risque de détérioration accélérée des cellules photovoltaïques lors des manipulations.

Ces modules souples ou semi-rigides sont constitués de cellules en couches minces (CIGS, CdTe, silicium amorphe ou organique) généralement encapsulées entre une face arrière métallique et une face avant en polymère transparent pour les modules souples ou en verre, pour les modules semi-rigides.

Des modules tout polymère sont envisageables avec cellules organiques. Mais leur durabilité reste à démontrer.

8.1.3 Le module PVT

Le module solaire hybrides PVT associe un module photovoltaïque à un capteur solaire thermique afin de générer de l'électricité et d'assurer le chauffage de l'eau ou de l'air ambiant. Il peut être aérovoltaique, c'est-à-dire distribuant de l'air chauffé par les rayonnements solaires au travers d'un système de ventilation, ou encore se présenter sous forme de capteur solaire hybride à eau.

En ce cas, au-dessus du capteur solaire thermique, sont ajoutées des cellules photovoltaïques. Le fluide caloporteur qui circule dans la partie thermique contribue à refroidir la température des cellules photovoltaïques, ce qui améliore leur efficacité.

Dans un module photovoltaïque classique, seule une partie de l'énergie solaire captée par les cellules photovoltaïques est convertie en électricité, ce qui détermine le rendement du module photovoltaïque. Dans un capteur PVT, l'énergie qui n'est pas captée par les cellules peut être récupérée sous forme de chaleur.

Le reste se transforme en chaleur dont une fraction est diffusée vers l'intérieur pour les capteurs en toiture. Ainsi les systèmes hybrides permettent d'exploiter une partie de cette chaleur captée mais non valorisée.

Selon les systèmes, la chaleur récupérée dans les capteurs PVT peut être utilisée :

- Pour participer au chauffage du bâtiment, par exemple, dans les Hauts de la Réunion (capteurs aérovoltaiques),
- Eventuellement pour participer à la production agricole (ombrage des cultures par agrivoltaïsme, séchage, ...).

8.2 Les onduleurs/ micro-onduleurs

Afin de convertir le courant continu généré par les modules photovoltaïques en courant alternatif, il existe différents types d'onduleurs : l'onduleur central, c'est-à-dire un onduleur relié à toute l'installation photovoltaïque ou le micro-onduleur, relié à un ou deux modules photovoltaïques.

Le choix du type d'onduleur et son dimensionnement dépendent de l'installation, de sa configuration et du budget disponible.

En général, une installation de taille importante sans ombres portées, aura recours à un onduleur central. Tandis que pour une petite installation avec d'éventuelles zones d'ombrages durant la journée, il peut être préférable de choisir des micro-onduleurs.

Dans tous les cas, les onduleurs doivent être marqués CE (voir § 1.5.3).

8.2.1 L'onduleur central

L'onduleur central à l'intérieur du bâtiment doit être positionné au plus proche de l'installation pour limiter les pertes électriques tout en restant facilement accessible et respecter les préconisations de mise en place du fabricant.

L'emplacement des matériels tels que boîte(s) de jonction, onduleur(s), coffrets de protections et comptage..., doit être conforme au paragraphe 513.1 de la NF C 15-100 : les matériels, y compris les canalisations, doivent être disposés de façon à faciliter leur manœuvre, leur visite, leur entretien et l'accès à leurs connexions. Ces possibilités ne doivent pas être notablement diminuées par le montage d'appareils dans des enveloppes ou des compartiments. Des règles particulières sont données en partie 7-771 de la norme NF C 15-100 pour les locaux d'habitation : dispositifs de coupure et de protection, caractéristiques et emplacement de la Gaine Technique Logement (GTL), généralement située dans l'entrée ou le garage ou un local annexe à l'abri de la poussière et de l'humidité.

La température de fonctionnement préconisée par le fabricant de l'onduleur, susceptible d'un dégagement de chaleur important en fonctionnement normal, doit être respectée afin de garantir une durée de vie satisfaisante. Il faut éviter son installation dans un endroit susceptible de s'échauffer (local exigu, comble...).

L'onduleur central peut être monitoré pour suivre la production d'électricité de l'installation photovoltaïque.

8.2.2 Le micro-onduleur

Un micro-onduleur est généralement fixé au dos du module photovoltaïque. Avec un micro-onduleur individuel, chaque module est indépendant.

En cas de panne de l'un des modules photovoltaïques, les autres modules photovoltaïques peuvent continuer à produire de l'électricité via leurs micro-onduleurs solaires respectifs.

L'installation d'un micro-onduleur permet de limiter la longueur des câblages en courant continu. En outre, les risques d'arc électrique sont également diminués via un contrôle individuel de la tension électrique. Le micro-onduleur est plus simple à installer, mais en cas de panne, l'intervention est plus délicate car elle nécessite de monter sur le toit.

Avec ce type d'onduleur, et via l'installation d'une box de gestion, il est possible de vérifier la production effective de chaque module photovoltaïque équipé d'un micro-onduleur.

8.3 Les systèmes de montage des systèmes solaires photovoltaïques en toiture

Il existe une grande variété de systèmes photovoltaïques associés à de grands éléments de couverture.

Parmi ces systèmes, les plus répandus sont généralement constitués de modules photovoltaïques standard cadrés fixés sur des plaques nervurées ou ondulées en acier par l'intermédiaire de rails et de pattes.

Sur toiture terrasse, les systèmes de montage des modules photovoltaïques sont constitués généralement de châssis métalliques ou de rails fixés sur des embases métalliques ou des plots.

Ses embases ou plots sont soudés sur la membrane d'étanchéité ou fixés via des massifs émergents avec reprise d'étanchéité dans le cas de dalle béton.

Dans tous les cas, ces systèmes photovoltaïques sont hors DTU et doivent faire l'objet d'une évaluation technique collégiale pour envisager un classement en technique courante.

8.4 La durée de vie d'un système solaire photovoltaïque

Selon l'Agence Internationale de l'Energie (IEA), la durée de vie d'un panneau PV correspond au temps au bout duquel son rendement a été réduit de 20 %. La perte de performance d'un module PV au cours du temps est un phénomène connu lié à la dégradation d'un ou plusieurs composants du module : la cellule, le verre, les interconnexions métalliques entre cellules, le polymère encapsulant (EVA), le film polymère de protection (Tedlar) ou la colle assurant l'adhérence entre ces différents composants.

Les principales sources de dégradation des modules PV sont la délamination entre l'EVA et les cellules ou entre les cellules et le verre avant, la décoloration de l'EVA, les bris de verre et fissures, les points chauds, la corrosion des connexions métalliques et le PID ("potential-induced degradation", dégradation induite par le potentiel).

En climat tempéré, la durée de vie réelle des panneaux PV peut dépasser celle garantie par les fabricants, annoncée à 25 ou 30 ans.

La durée de vie d'une installation photovoltaïque dépend de plusieurs facteurs tels que la qualité des modules photovoltaïques, l'atmosphère extérieure (humidité, agents corrosifs, ...), les températures atteintes, l'emplacement et l'entretien.

Dans une installation photovoltaïque, d'autres composants ont une durée de vie limitée, en particulier les onduleurs, généralement garantis 5 ans et dont la durée de vie moyenne est estimée entre 10 à 15 ans, un peu plus pour les micro-onduleurs.

Pour optimiser la durée de vie d'une installation, il est recommandé de suivre les instructions du fabricant et de faire appel à un professionnel pour l'entretien régulier.

8.5 La recyclabilité d'un système solaire photovoltaïque

La directive 2012/19/UE relative aux déchets d'équipements électriques et électroniques (DEEE) a étendu le champ de la responsabilité élargie du producteur aux panneaux photovoltaïques. La France a transposé cette réglementation en droit français par le décret 2014/928. En conséquence, les metteurs sur le marché doivent assurer le financement de la gestion de leurs équipements usagés et de leur recyclage.

Soren est l'éco-organisme agréé par les pouvoirs publics pour la gestion des modules photovoltaïques usagés. À ce titre, il assure trois principales missions :

- Sensibiliser, éduquer et informer les professionnels du photovoltaïque comme les consommateurs, première étape d'une gestion maîtrisée des équipements usagés,
- Collecter tous les panneaux photovoltaïques usagés, sans frais pour les détenteurs (reprise en métropole et en outre-mer),
- Recycler : Soren soutient l'innovation afin de mettre en place une filière à haute valeur ajoutée.

Dans le processus de recyclage des modules photovoltaïques, ceux-ci sont envoyés par conteneur en métropole où ils sont démantelés et valorisés jusqu'à 95 %.

8.6 Les systèmes photovoltaïques en toiture-terrasse

8.6.1 La mise en œuvre des systèmes photovoltaïques en toiture-terrasse support béton

8.6.1.1 Systèmes de montage des modules photovoltaïques

Différents systèmes existent pour fixer les supports des modules photovoltaïques en toiture terrasse :

- Scellement chimique sur plot et dalle béton.
- Plots de fixation intégrés par soudage au complexe d'étanchéité.
- Lestage des supports (hors zones cycloniques).

Ces systèmes sont hors DTU. Une évaluation technique collégiale permettrait un classement du procédé solaire en technique courante vis-à-vis des assurances décennales.

8.6.1.2 Passage des câbles

Pour les ICPE et les ERP, les chemins de câble sont systématiquement en circulation extérieure. Ils doivent être capotés pour protéger les câbles des UV.

Dans le cas où il y a nécessité d'implanter une traversée de toiture, dans le neuf ou en cas de rénovation complète, il faut la prévoir dès la conception du bâtiment (exemple : crosse de toiture, voir § 7.10.1.3).

8.6.2 Le calcul simplifié des charges climatiques pour une installation en Guyane

Des exemples de notes de calculs simplifiés de charges climatiques et sismiques pour les systèmes solaires photovoltaïques figurent en Annexe 2.

8.7 Les systèmes photovoltaïques en toiture inclinée recouverte de grands éléments

8.7.1 La mise en œuvre des systèmes photovoltaïques sur toiture inclinée recouverte de grands éléments

Dans les zones cycloniques, les supports des systèmes photovoltaïques sont normalement fixés directement sur les pannes supportant la couverture de grands éléments. Un pontet vient servir d'entretoise entre la sous face de la tôle et la panne pour sécuriser la fixation et la durabilité de son étanchéité.

Les câbles doivent cheminer en toiture sous les modules photovoltaïques et être fixés au support pour éviter les mouvements de balancier au vent, préjudiciables à la durée de vie des gaines isolantes et conducteurs des câbles. Au-delà des modules photovoltaïques, les câbles doivent être soutenus dans des chemins de câblage capotés et correctement fixés au bâtiment.

Si des percements de la toiture sont nécessaires pour le passage des câbles (hors ICPE et ERP), ils ne doivent pas être réalisés dans les zones d'écoulement d'eau. Ainsi, les percements en sommet d'onde sont à privilégier, surmontés d'une traversée de toiture telle que présentée au § 7.11.1.2.

8.7.2 Le calcul simplifié de charges climatiques et sismiques

Le principe de calcul est identique à celui présenté pour les systèmes solaires thermiques et figure en Annexe 3.

8.8 Les systèmes photovoltaïques en ombrière

La loi n°2023-175 -article 40 ⁸⁰-prévoit les dispositions applicables aux parcs de stationnement extérieurs existants au 01 Juillet 2023.

⁸⁰ [LOI n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables \(1\) - Légifrance \(legifrance.gouv.fr\)](https://www.legifrance.gouv.fr/lois/loi/2023/175)

L'article 171.4 du CCH⁸¹ prévoit les dispositions applicables aux nouvelles constructions créant une emprise au sol à partir de juillet 2023.

A la date de rédaction de ce guide, dans le cas des parcs extérieurs existants situés dans les DROM, les seuils de surface du parc de stationnement seront précisés ultérieurement par décret. Ils seront compris entre 500 m² et 2 500 m².

8.8.1 La mise en œuvre des systèmes photovoltaïques en ombrière

Les modules photovoltaïques sont fixés, par exemple au moyen de capot serreur, sur des rails au-dessus de structures métalliques ou en bois, ancrées au sol.

Les câbles doivent être fixés en sous-face pour éviter les phénomènes de balancement au vent et une trop forte exposition aux UV. Ils cheminent le long des rails en limitant les boucles d'induction.

8.8.2 Le calcul simplifié de charges climatiques et sismiques

Le principe de calcul simplifié est présenté en Annexe 4.

⁸¹ [Article L171-4 - Code de la construction et de l'habitation - Légifrance \(legifrance.gouv.fr\)](#)

ANNEXE 1 : Note de calcul simplifiée – Lestage en toiture- terrasse en Guyane**1 Exemple de calcul simplifié des charges climatiques**

Le calcul d'un lestage nécessite la prise en compte des 3 modes de ruine suivants :

- Soulèvement,
- Glissement – la prise en compte de ce mode de ruine peut nécessiter de connaître le coefficient de frottement,
- Basculement – la prise en compte de ce mode de ruine nécessite la connaissance détaillée de la géométrie du châssis pour calculer les moments de basculement.

Note :

Le lestage n'est visé par aucune règle de l'art. Cette technique représente un certain nombre de risques parmi lesquels : le percement de l'étanchéité, l'écrasement de l'isolation, la diminution de la quantité de lest dans le temps, le glissement de certaines parties du châssis ou du lest, le redimensionnement de la structure support....

Le lestage n'est pas conseillé en zone cyclonique, sauf à réaliser une analyse de risque ou/et faire appel à un bureau d'étude qualifié OPQBI.

Dans cet exemple simplifié, on ne traite que la partie soulèvement du calcul. Dans un cas réel, le calcul devrait être complété.

1.1 Caractéristiques de l'installation

- Inclinaison des capteurs : $\alpha = 5^\circ$
- Localisation de l'installation : en Guyane.
- Hauteur du bâtiment : 5 m.
- Catégorie de terrain : II.
- Pression dynamique de pointe (voir § 6.5.3.2) : 342 N.
- Surface de l'installation : 4 m² (environ 2 capteurs solaires thermiques).
- L'installation est réalisée en partie courante de la toiture, en s'éloignant des acrotères.
- Poids propre : 41 kg par capteur (châssis compris), soit : 804 N pour l'installation (ou 201 N/m²).

1.2 Charge de vent- détermination du coefficient $c_{p,net}$

En l'absence de données dédiées disponibles dans les Eurocodes, on utilise ici les valeurs issues de la norme néerlandaise NEN 7250 :2021 – Tableaux 4 à 7.

Pour cet exemple et ses conditions, les paramètres sont les suivants :

$$c_{p,net}^- = -1,5$$

$$c_{p,net}^+ = 1,2$$

Ces coefficients sont valables si les capteurs sont éloignés des rives de la toiture, en dehors des zones F et G du schémas suivant :

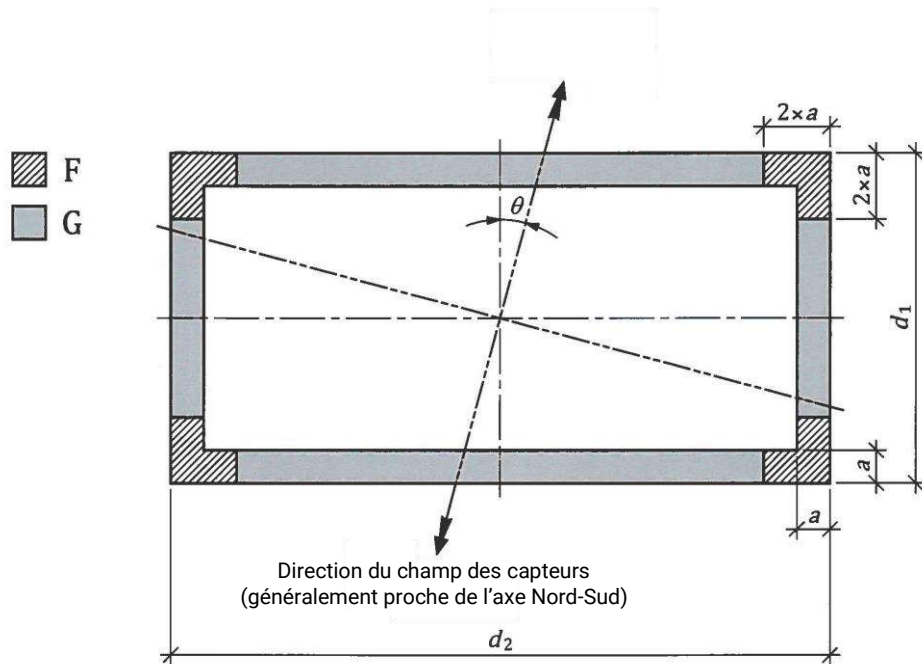


Figure 33 – Repérage des zones de rives en toiture terrasse

avec :

- d1 et d2 : largeur et longueur du bâtiment
- h = hauteur du bâtiment
- θ angle entre l'axe du bâtiment et l'axe du champ de capteurs – dans cet exemple : $-15^\circ \leq \theta \leq 15^\circ$
- on se place dans un cas où $d1 \leq 3h \rightarrow a = 0,15 \times d1$ et $a \geq 1$ m

1.3 Réalisation du calcul

Le calcul est une application du § 6.5.1.

$$W_k^- = c_{p,net}^- \cdot q_p \cdot A_{HT} = 513 \text{ N/m}^2, \text{ soit } 2052 \text{ N pour l'installation de surface } 4 \text{ m}^2.$$

$$W_k^+ = c_{p,net}^+ \cdot q_p \cdot A_{HT} = 410 \text{ N/m}^2, \text{ soit } 1641 \text{ N pour l'installation de surface } 4 \text{ m}^2.$$

Pour le dimensionnement de la masse du lest (M_{lest}), on utilise les cas de charge ELU/EQU :

$$0,9 (\overrightarrow{G_{k,capteur}} + \overrightarrow{G_{k,lest}}) + 1,5 \overrightarrow{W_k^-}$$

$$0,9 (\overrightarrow{G_{k,capteur}} + \overrightarrow{G_{k,lest}}) + 1,5 \overrightarrow{W_k^+}$$

Pour le calcul du soulèvement, on utilise le premier cas de charge (l'autre cas de charge doit être utilisé pour les autres modes de ruine) :

- on projette le cas de charge sur un axe vertical,
- le critère de soulèvement est vérifié si le cas de charge donne une valeur positive.

$$0,9 (G_{k,capteur} + G_{k,lest}) + 1,5 W_k^- \times \cos \alpha \geq 0$$

Soit :

$$M_{lest} \geq \frac{1,5 c_{p,net}^- \cdot q_p \cdot A_{HT} \times \cos \alpha - 0,9 G_{k,capteur}}{0,9 g}$$

avec g : pesanteur ($9,81 \text{ m/s}^2$)

soit $M_{lest} \geq 66 \text{ kg par m}^2$ de capteur ou 265 kg pour cette installation de 4 m^2 .

Pour réaliser un calcul complet, il est nécessaire de poursuivre le calcul :

- Pour déterminer si ce lest est suffisant pour les autres modes de ruines (glissement et basculement),
- Pour déterminer si la structure est en mesure de supporter la surcharge du lest et des charges de vent descendantes qui s'appliquent sur les capteurs.

2 Exemple de calcul simplifié de charges sismiques

2.1 Caractéristique de l'installation

- Inclinaison des capteurs : $\alpha = 20^\circ$
- Localisation de l'installation : zone de sismicité 5 (Guadeloupe ou Martinique).
- Taille de l'installation : 4 m² (environ 2 capteurs solaires thermiques).
- L'installation est réalisée en partie courante de la toiture, en s'éloignant des acrotères (environ 1,5 m).
- Les capteurs sont installés sur un châssis triangulé, ce châssis est fixé dans une toiture terrasse en béton (vis ou scellement chimique).
- Le bâtiment est un établissement scolaire → catégorie d'importance III
- Poids propre : 41 kg par capteur (châssis compris), soit : 804 N pour l'installation (ou 201 N/m²).

2.2 Détermination du comportement fragile ou ductile

L'installation sur un châssis place le centre de gravité au-dessus des ancrages dans la structure. Cela pourrait inciter à utiliser un comportement fragile ($q_a = 1$).

En cas de rupture d'une pièce, l'installation s'effondrerait sur la toiture terrasse. Cependant :

- L'installation étant éloignée du bord du toit, elle ne tomberait pas en contrebas.
- La structure de la toiture étant en béton, elle résisterait à l'impact de la chute des capteurs.
- Le risque d'endommagement de l'étanchéité est généralement accepté en cas de séisme, pour les bâtiments à risques normal (tous les bâtiments de catégories d'importance I à IV).
- Le risque d'endommagement de l'installation solaire ou de son châssis (et donc la nécessité de repérer après le séisme) est généralement acceptée pour les bâtiments de catégorie d'importance I à III.

Le risque humain étant maîtrisé dans ce cas, on décide de se placer dans une situation de calcul plus favorable : on choisit de considérer un comportement ductile ($q_a = 2$).

A noter : Pour un bâtiment de catégorie d'importance IV, il existe une exigence de fonctionnement après le séisme. Cette exigence pourrait être respectée en si le bâtiment comporte un système d'énergie d'appoint et des vannes pour isoler et by-passer le système solaire.

2.3 Calcul des actions sismiques

Pour cet exemple, les Tableaux du § 6.6.3 donnent : $k_a = 1,41$

		Catégorie d'importance du bâtiment		
		II	III	IV
Zone sismique	2	/	0,42	0,49
	3	0,56	0,67	0,78
	4	0,81	0,97	1,13
	5	1,18	1,41	1,65

On déduit :

$$F_a = k_a \cdot W_a = 1,13 \text{ kN (ou } 283 \text{ N/m}^2 \text{ de capteurs)}$$

Dans cet exemple, on ne considère pas l'action sismique verticale.

- **Combinaison avec le poids propre**

Le poids propre et l'action sismique ayant des directions orthogonales, pour le calcul des fixations, on considère ici que le poids propre n'a pas d'impact.

- **Utilisation de l'effort sismique**

Cet effort sismique doit être utilisé pour vérifier la résistance :

- Du châssis,
- Des fixations du châssis dans la structure porteuse.

Il doit être considéré dans toutes les directions du plan horizontal, selon la Figure ci-dessous :

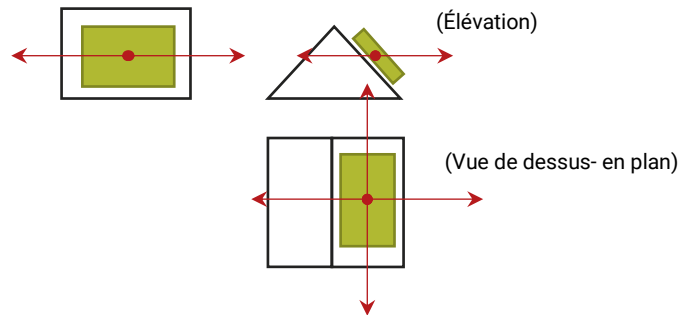


Figure 34 – Directions à considérer des efforts sismiques horizontaux appliqués sur un capteur sur châssis lesté

ANNEXE 2 : Note de calcul simplifiée – Installation solaire fixée en toiture- terrasse en Guyane**1 Exemple de calcul simplifié des charges climatiques**

Bien que la répartition de la pression de vent ne soit pas uniforme dans ce cas de mise en œuvre, on fera ici les calculs avec une hypothèse d'équipartition. Les valeurs de $C_{p,net}$ ont été majorées pour tenir compte de la répartition réelle de la pression.

Le calcul de la résistance mécanique des supports de fixation nécessite la prise en compte du mode de ruine par soulèvement.

Dans cet exemple simplifié, on ne traite que la partie soulèvement du calcul – dans un cas réel, le calcul devrait être complété.

A noter : En zones cycloniques, le calcul suit le même principe, avec une pression dynamique de pointe calculée au § 6.5.1.

1.1 Caractéristique de l'installation

- Inclinaison des capteurs : $\alpha = 5^\circ$
- Localisation de l'installation :
 - En Guyane,
 - Hauteur du bâtiment : 5 m,
 - Catégorie de terrain : II,
 - Pression dynamique de pointe (voir § 6.5.3.2) : 342 N.
- Surface de l'installation : 20 m² (environ 10 capteurs photovoltaïques)
- L'installation est réalisée en partie courante de la toiture, en s'éloignant des acrotères.
- Poids propre : 22 kg par capteur (châssis compris), soit : 2150 N pour l'installation (ou 107 N/m²).
- Module fixé en 4 points d'ancrage

1.2 Charge de vent

- Coefficient $C_{p,net}$:
En l'absence de données dédiées disponibles dans les Eurocodes, on utilise ici les valeurs issues de la norme néerlandaise NEN 7250 :2021 – Tableaux 4 à 7.
Pour cet exemple et ses conditions, les paramètres sont les suivants :

$$c_{p,net}^- = -1,5$$

$$c_{p,net}^+ = 1,2$$

Ces coefficients sont valables si les capteurs sont éloignés des rives de la toiture, en dehors des zones F et G du schémas suivant :

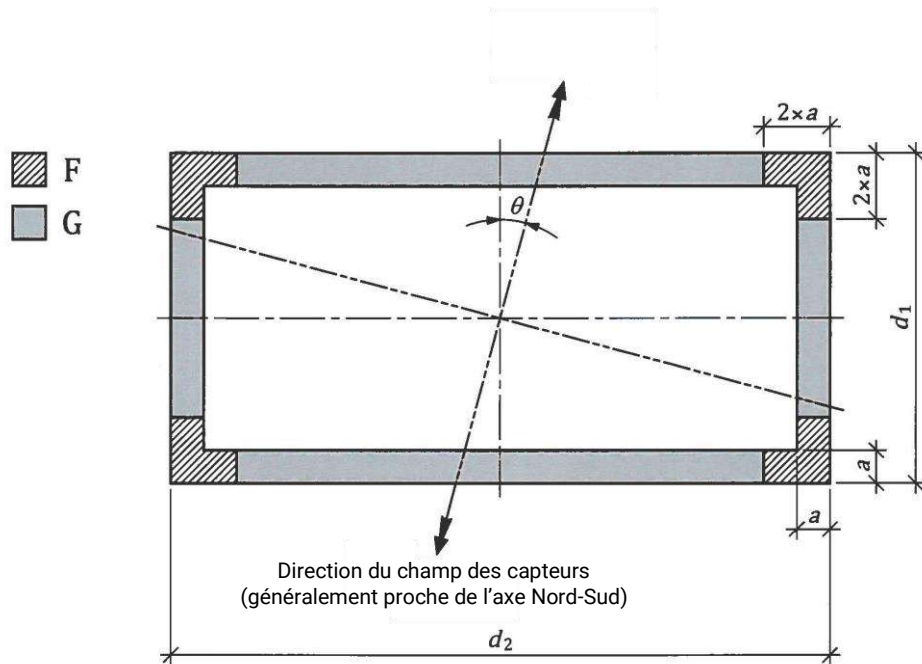


Figure 35 – Repérage des zones de rives en toiture terrasse

avec :

- d1 et d2 : largeur et longueur du bâtiment
- h = hauteur du bâtiment
- θ angle entre l'axe du bâtiment et l'axe du champ de capteurs – dans cet exemple : $-15^\circ \leq \theta \leq 15^\circ$
- on se place dans un cas où $d1 \leq 3h \rightarrow a = 0,15 \times d1$ et $a \geq 1$ m

1.3 Réalisation du calcul

$$W_k^- = c_{p,net}^- \cdot q_p \cdot A_{HT} = 513 \text{ N/m}^2, \text{ soit } 10\,260 \text{ N pour l'installation de surface } 20 \text{ m}^2.$$

$$W_k^+ = c_{p,net}^+ \cdot q_p \cdot A_{HT} = 410 \text{ N/m}^2, \text{ soit } 8\,205 \text{ N pour l'installation de surface } 20 \text{ m}^2.$$

Pour le calcul du soulèvement, on utilise le premier cas de charge suivant :

$$0,9 (\overrightarrow{G_{k,capteur}} +) + 1,5 \overrightarrow{W_k^-}$$

On projette le cas de charge sur un axe vertical,

Le critère de soulèvement est vérifié si le cas de charge donne une valeur positive.

$$0,9 \cdot (G_{k,capteur}) + 1,5 W_k^- \times \cos \alpha \geq 0$$

Soit :

$$\text{Résistance}_{\text{pattes de fixation}} \geq \frac{1,5 c_{p,net}^- \cdot q_p \cdot A_{HT} \times \cos \alpha - G_{k,capteur}}{0,9 g}$$

avec g : pesanteur ($9,81 \text{ m/s}^2$)

Ici, $G_{k,capteur}$ est négligeable.

soit $\text{Résistance}_{\text{pattes de fixations}} \geq 38 \text{ kg/m}^2$

On en déduit un effort de soulèvement $\geq 19 \text{ kg/point d'ancrage}$

Pour réaliser un calcul complet, il est nécessaire de poursuivre le calcul :

- Pour déterminer si les points d'ancrage sont suffisants pour les autres modes de ruines (glissement et basculement),
- Pour déterminer si la structure est en mesure de supporter les charges de vent descendantes qui s'appliquent sur les capteurs.

2 Exemple de calcul simplifié des charges sismiques

Le principe de calcul est identique à l'exemple présenté pour les systèmes solaires thermiques en annexe 1.

ANNEXE 3 : Note de calcul simplifiée – Installation solaire fixée en toiture inclinée (grands éléments, petits éléments) dans les DROM

1 Exemple de calcul simplifié de charges climatiques

1.1 Caractéristique de l'installation

- Capteurs en surimposition installés parallèlement à la couverture.
- L'installation est réalisée en partie courante de la toiture, en s'éloignant des rives.
- La pente de la couverture est comprise entre 5° et 75°.
- La distance (d) entre la sous-face des capteurs et le sommets des éléments de couverture est inférieur à 300 mm.

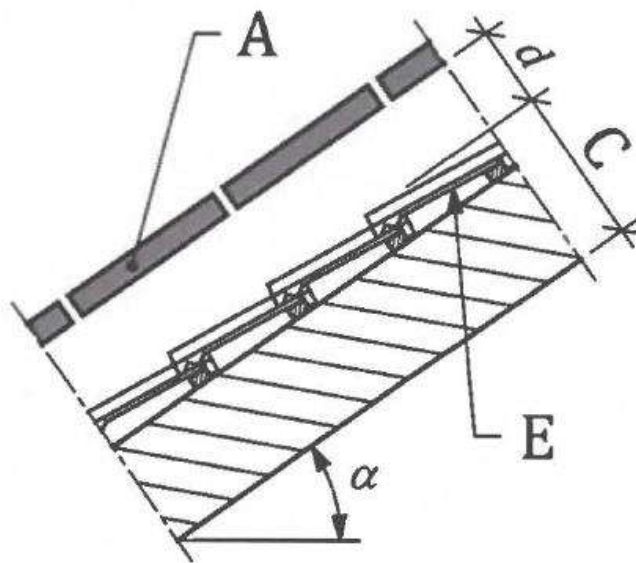


Figure 36 - Montage parallèle à la couverture (source NEN 7250 :2021)

- Localisation de l'installation :
 - En Martinique – $V_b = 35 \text{ m/s}$
 - Coefficient d'exposition⁸² : $c_e = 2,1$
- Surface de l'installation : 4 m^2 (environ 2 capteurs solaires thermiques)
- Poids propre : 41 kg par capteur (châssis compris), soit : 804 N pour l'installation (ou 201 N/m^2).

1.2 Charge de vent – détermination du Coefficient $c_{p,net}$

En l'absence de données dédiées disponibles dans les Eurocodes, on utilise ici les valeurs issues de la norme néerlandaise NEN 7250 :2021 – § 6.2.3.1.

Pour cet exemple et ses conditions, les paramètres sont les suivants :

$$c_{p,net}^- = -0,5$$

$$c_{p,net}^+ = 0,7$$

Ces coefficients sont valables si les capteurs sont éloignés des rives de la toiture – zones H et I au sens des Eurocodes.

Si l'installation était installée en rive (zones F, G et J), les coefficients seraient les suivants :

⁸² La valeur de c_e est déterminée à partir du portail Géorisques. Au jour de la rédaction du présent guide, la plateforme étant en cours de mise en place, la valeur de c_e utilisée dans cet exemple est un exemple.

$$c_{p,net}^- = -2,0$$

$$c_{p,net}^+ = 1,0$$

Dans cet exemple, la définition des zones de toitures pour une toiture à 2 pans est la suivante (source Eurocode EN 1991-1-4) :

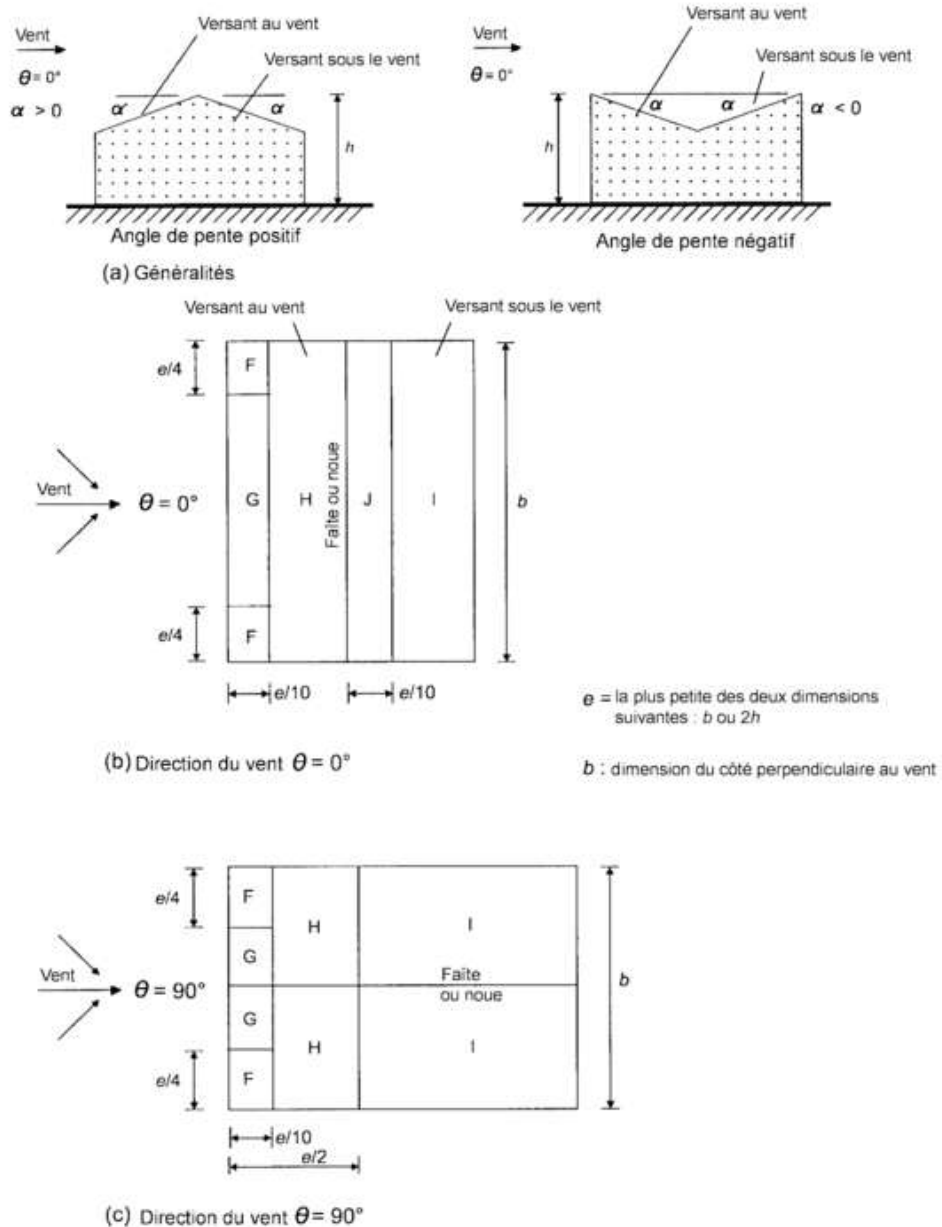


Figure 37 – Exemple de définition des zones dans les Eurocodes - toiture à 2 pans

1.3 Réalisation du calcul

$$q_p(z) = c_e(z) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_b^2$$

Dans ce cas : $q_p = 1575 \text{ Pa}$

$W_k^- = c_{p,net}^- \cdot q_p \cdot A_{HT} = 787 \text{ N/m}^2$, soit 3150N pour l'installation de surface 4 m².

$W_k^+ = c_{p,net}^+ \cdot q_p \cdot A_{HT} = 1102 \text{ N/m}^2$, soit 4410 N pour l'installation de surface 4 m².

Pour le dimensionnement du système de montage, on utilise les cas de charge ELU/STR :

$$\overrightarrow{G_k} + 1,5 \overrightarrow{W_k^-}$$

$$\overrightarrow{1,35 G_k} + 1,5 \overrightarrow{W_k^+}$$

- Résistance à l'arrachement (charge vers le haut, perpendiculaire au plan de la toiture) :
On utilise le premier cas de charge, ce cas de charge doit être utilisé :
 - Pour vérifier la structure de montage des capteurs,
 - Pour vérifier la résistance de la charpente à ces charges supplémentaires.

Pour simplifier, il est possible de négliger l'impact du poids propre.

Le système de montage et ses fixations doit résister à 1176 N/m² de capteur (4700 N pour l'installation de 4m²)⁸³, avec :

$$1,5 W_k^- \leq R_d$$

La résistance de calcul R_d de la structure peut être déterminée :

- Par un calcul du système de montage et des pattes de fixation,
 - Ou par un essai (une série d'essais).
- Résistance aux charge descendantes (vers le bas) :
On utilise le deuxième cas de charge.
Généralement, le poids propre ne peut pas être négligé dans ce cas.
Ce cas de charge doit être utilisé :
 - Pour vérifier la résistance du système de montage.
 - Pour vérifier la résistance de la charpente à ces charges supplémentaires.

Cas particulier de certaines essences tropicales (exemple : le bois d'angélique utilisé en Guyane)

La descente de charge présentée dans l'exemple ci-dessus permet de déterminer les efforts au niveau des fixations.

Ces efforts peuvent être comparés aux résistances déterminées lors du calcul des fixations utilisées pour fixer le système de montage dans la charpente.

Selon des normes harmonisées des vis de fixations, la résistance de calcul d'une vis prend en compte la densité du bois servant de support à la fixation.

Par le calcul, les fabricants des vis sont en mesure de fournir les résistances de calcul pour des bois différents de ceux utilisés dans les essais de type.

2 Exemple de calcul simplifié des charges sismiques

2.1 Caractéristique de l'installation

- Les capteurs sont installés parallèlement à la couverture – Inclinaison de la toiture : $\alpha = 20^\circ$.
- Localisation de l'installation : zone de sismicité 5 (Guadeloupe ou Martinique).
- Taille de l'installation : 4 m² (environ 2 capteurs solaires thermiques).
- L'installation est réalisée en partie courante de la couverture, en s'éloignant des rives.
- Les capteurs sont installés sur un châssis triangulé, ce châssis est fixé dans une toiture terrasse en béton (vis ou scellement chimique).
- Le bâtiment est un établissement scolaire, donc il s'agit d'un bâtiment de catégorie d'importance III.
- Poids propre : 41 kg par capteur (châssis compris), soit : 804 N pour l'installation (ou 201 N/m²).

2.2 Détermination du comportement fragile ou ductile

⁸³ Selon les notations de l'Eurocode « R_d » désigne la résistance de calcul (d = design), il s'agit de la résistance de la structure étudiée, qui prend en compte les coefficients de sécurité « γ_M »

L'installation a son centre de gravité placé entre les fixations ; cela permet de considérer un comportement ductile ($q_a = 2$).

Cela signifie qu'en cas de rupture d'une fixation, l'installation serait endommagée, mais resterait sur la toiture.

Le risque d'endommagement d'un élément non structurel est généralement accepté en cas de séisme, pour les bâtiments à risques normal (tous les bâtiments de catégories d'importance I à IV).

Note : Pour un bâtiment de catégorie d'importance IV, il existe une exigence de fonctionnement après le séisme. Cette exigence pourrait être respectée en si le bâtiment comporte un système d'énergie d'appoint et des vannes pour isoler et by-passer le système solaire.

2.3 Calcul des actions sismiques

Pour cet exemple, les Tableaux du § 6.6.3 donnent : $k_a = 1,41$

$q_a = 2$

		Catégorie d'importance du bâtiment		
		II	III	IV
Zone sismique	2	/	0,42	0,49
	3	0,56	0,67	0,78
	4	0,81	0,97	1,13
	5	1,18	1,41	1,65

On déduit :

$$F_a = k_a \cdot W_a = 1,13 \text{ kN (ou } 283 \text{ N/m}^2 \text{ de capteurs)}$$

Dans cet exemple, on ne considère pas l'action sismique verticale.

- **Combinaison avec le poids propre**

Le poids propre et l'action sismique ayant des directions orthogonales, pour le calcul des fixations, on considère ici que le poids propre n'a pas d'impact.

- **Utilisation de l'effort sismique**

Cet effort sismique doit être utilisé pour vérifier la résistance :

- du châssis intermédiaire entre les capteurs et les pattes de fixation,
- des fixation du châssis dans la structure porteuse.

Il doit être considéré dans toutes les directions du plan horizontal.

A noter :

- Les efforts sismiques représentés en rouge ci-dessous peuvent être comparés aux efforts de vent. Il arrive que ce soit l'effort de vent qui soit dimensionnant dans cette direction.
- Les efforts sismiques représentés en violet ci-dessous correspondent à une direction qui n'est pas utilisée lors d'un calcul de résistance au vent. En fonction du type de patte de fixation, il peut arriver que la direction latérale corresponde à une résistance plus faible de la patte de fixation.

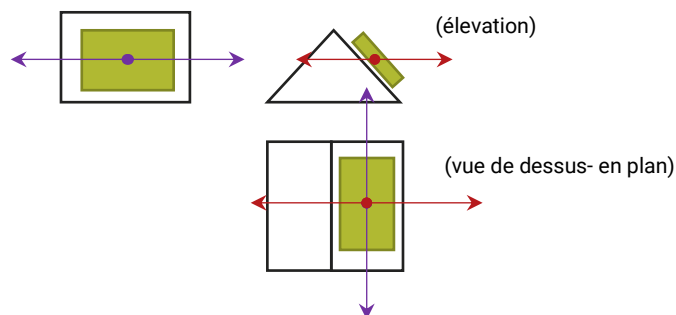


Figure 38 – Directions à considérer des efforts sismiques horizontaux appliqués sur un capteur sur châssis fixé sur toiture terrasse

ANNEXE 4 : Note de calcul simplifiée – Ombrière photovoltaïque

1 Exemple de calcul simplifié des charges climatiques

1.1 En Guyane

Le calcul des charges de vent en zone non cyclonique (Guyane) suit la méthode de calcul du §1.2 ci-dessous, avec les paramètres suivants propres à la Guyane permettant de caractériser le site sur lequel se trouve l'ombrière :

- Vitesse de référence : $V_{b\text{Guyane Française}} = 17 \text{ m/s}$
- Pression dynamique : voir Tableau 8 au § 6.5.3.2 ou calcul à réaliser avec : $q_p(z) = c_e(z) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_b^2$
- Coefficient d'exposition c_e : voir le calcul au §6.5.3.2.3.
- Coefficients $c_{p,net}^-$ et $c_{p,net}^+$

1.2 En zones cycloniques (Martinique, Guadeloupe, Réunion, Mayotte)

1.2.1 Caractéristiques de l'installation

- Dispositions constructives :
 - Modules photovoltaïques en ombrière,
 - La pente de l'ombrière est de 20° , elle ne comporte qu'une seule pente,
 - L'ombrière est destinée à des véhicules légers, elle est située à une hauteur de l'ordre de 3 m au-dessus du sol.
- Localisation de l'installation :
 - En Martinique – $V_b = 35 \text{ m/s}$
 - Coefficient d'exposition⁸⁴ : $c_e = 2,1$

1.2.2 Charge de vent - Coefficient $c_{p,net}$

On utilise les coefficients des « toitures isolées » dans l'Eurocode – EN 1991-1-4 § 7.3, Tableau 7.6, y compris les précisions apportées dans l'Annexe Nationale française NF EN 1991-1-4/NA.

Pour cet exemple et ses conditions, les paramètres sont les suivants :

$$c_{p,net}^- = -1,3 \text{ à } -1,4 \text{ en fonction du degré d'obstruction}$$

$$c_{p,net}^+ = 0,8$$

Dans cet exemple, l'ombrière étant peu élevée au-dessus des véhicules, on se place à un niveau d'obstruction proche de 1, soit $c_{p,net}^- = -1,4$ (cas le plus défavorable).

1.2.3 Réalisation du calcul

$$q_p(z) = c_e(z) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_b^2$$

Dans ce cas : $q_p = 1575 \text{ Pa}$

$$W_k^- = c_{p,net}^- \cdot q_p \cdot A_{HT} = 2205 \text{ N/m}^2.$$

$$W_k^+ = c_{p,net}^+ \cdot q_p \cdot A_{HT} = 1260 \text{ N/m}^2.$$

Pour le dimensionnement de la structure de montage, on utilise les cas de charge ELU/STR :

$$\vec{G}_k + 1,5 \vec{W}_k$$

⁸⁴ La valeur de c_e est déterminée à partir du portail Géorisques. Au jour de la rédaction du présent guide, la plateforme n'étant opérationnelle, la valeur de c_e utilisée dans cet exemple est arbitraire.

$$1,35 \overrightarrow{G_k} + 1,5 \overrightarrow{W_k^+}$$

1.2.4 Point d'application de l'effort de vent

Dans le cas des toitures isolées, l'Eurocode prévoit que le point d'application des efforts de vent est décalé par rapport au centre géométrique de la toiture. Ce décalage introduit des moments supplémentaires qui doivent être pris en compte dans le calcul de la charpente de l'ombrière.

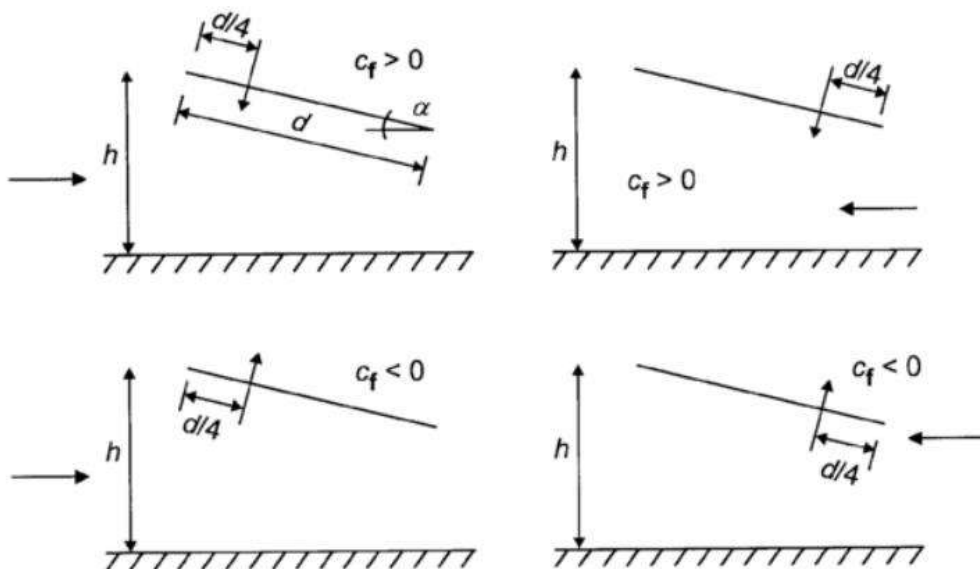


Figure 39 – Emplacement du centre de force pour les toitures isolées à un seul versant

L'Annexe Nationale française modifie l'application de ces exigences de l'Eurocode :

« Pour une toiture isolée à un seul versant, la distance entre le centre de pression et le bord exposé au vent, est donnée dans le tableau 7.17(NA) où d est la dimension dans la direction du vent (Fig

Angle de toiture α	Distance entre le centre de pression et le bord exposé au vent
$\alpha \leq 10^\circ$	$0,25.d$
$\alpha \geq 20^\circ$	$0,40.d$
NOTE Une interpolation linéaire peut être utilisée pour un angle de toiture α compris entre 10° et 20° .	

Tableau 13 – Tableau 7.17 de l'Annexe Nationale indiquant l'emplacement du centre de force pour les toitures isolées à 1 versant

- Résistance à l'arrachement (charges vers le haut, perpendiculaire au plan de l'ombrière) :
On utilise le premier cas de charge ; ce cas de charge doit être utilisé :
 - Pour vérifier la structure de montage des capteurs,
 - Pour vérifier la résistance de la charpente de l'ombrière,
 - Pour vérifier le dimensionnement des fondations de l'ombrière.
- Résistance aux charge descendantes (vers le bas) :
On utilise le deuxième cas de charge ; ce cas de charge doit être utilisé :

- Pour vérifier la résistance du système de montage,
- Pour vérifier la résistance de la charpente de l'ombrière,
- Pour vérifier le dimensionnement des fondations de l'ombrière.

Le dimensionnement de la charpente de l'ombrière et de ses fondations est généralement confié à un bureau d'études spécialisé dans ce domaine.

2 Exemple de calcul simplifié des charges sismiques

Les ombrières peuvent être classées en catégorie d'importance I (voir § 6.6.1).

A ce titre, la résistance aux actions sismiques n'est pas exigée par la réglementation sismique.



Le futur en construction

Établissement public au service de l'innovation dans le bâtiment, le CSTB, Centre Scientifique et Technique du Bâtiment, exerce quatre activités clés : la recherche, l'expertise, l'évaluation et la diffusion des connaissances, organisées pour répondre aux enjeux de la transition énergétique dans le monde de la construction.

Son champ de compétence couvre les produits de construction, les bâtiments et leur intégration dans les quartiers et les villes.

Avec plus de 900 collaborateurs, ses filiales et ses réseaux de partenaires nationaux, européens et internationaux, le groupe CSTB est au service de l'ensemble des parties prenantes de la construction pour faire progresser la qualité et la sécurité des bâtiments.

CENTRE SCIENTIFIQUE ET TECHNIQUE DU BÂTIMENT

290 route des Lucioles – BP 209 – 06904 Sophia Antipolis cedex

Tél. : +33 (0)4 93 95 67 00 – Siret 775 688 229 00068 – www.csth.fr

Siège social › 84 avenue Jean Jaurès – Champs-sur-Marne – 77447 Marne-la-Vallée cedex 2

Établissement public à caractère industriel et commercial – RCS Meaux 775 688 229 – TVA FR 70 775 688 229

MARNE-LA-VALLÉE / PARIS / GRENOBLE / NANTES / SOPHIA ANTIPOLIS