



Formation Energies Renouvelables

Syllabus de formation Installateurs

Systèmes photovoltaïques Installations ≤ à 10kVA

Module 5 - Mise en œuvre d'une installation photovoltaïque

Version 3 – novembre 2021



La rédaction du présent volume relève d'un partenariat entre les Centres de Compétence de Liège et de Mons (CEFORTEC et FOREM ENVIRONNEMENT).

La structure de la table des matières a été imposée par les trois régions du pays.

TABLE DES MATIÈRES

OBJECTIFS DU PRESENT VOLUME :	5
GLOSSAIRE :	5
SOURCES :	5
1 EVALUATION DES CONTRAINTES LIEES AU BATIMENT	6
1.1 L’ETAT GENERAL DE LA TOITURE	6
1.2 L’EVALUATION DE LA SITUATION DU BATIMENT	6
1.2.1 L’étude de masque	7
1.2.2 Les logiciels de dimensionnement	8
1.2.3 L’ombroscope	8
1.3 LA LOCALISATION DES DIFFERENTS CONSTITUANTS DE L’INSTALLATION	9
1.4 LA SECURITE DANS LE PHOTOVOLTAÏQUE	9
1.4.1 Préambule	9
1.4.2 Le travail en hauteur	10
1.4.3 Les dangers électriques :	15
1.4.4 Remarques	16
2 LE MONTAGE DE L’INSTALLATION	17
2.1 LE MONTAGE DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES	17
2.1.1 Préambule	17
2.1.2 Fixation des crochets dans la charpente	17
2.1.3 Remarques	17
2.2 LE RACCORDEMENT DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES	17
2.3 LE MONTAGE DE L’ONDULEUR	18
2.4 LE CIRCUIT ELECTRIQUE	19
2.5 NORME A RESPECTER LORS DU MONTAGE D’UNE INSTALLATION	19
2.6 LA VERIFICATION DE L’INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE LORS DE LA 1ERE MISE EN SERVICE	20
2.7 PREVENTION DES RISQUES D’INCENDIE	20
2.8 LA LISTE DE L’OUTILLAGE MINIMUM NECESSAIRE	20
3 RECEPTION & MISE EN SERVICE D’UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE	22
3.1 PREAMBULE	22
3.2 LES PRINCIPES DE RACCORDEMENT AU RESEAU	22
3.2.1 Les prescriptions du RGIE (Règlement Général des Installations Electriques)	22
3.2.2 Les prescriptions de la Synergrid C10/11	23
3.2.3 Les spécifications techniques unifiées de la STS 72-1	24
3.2.4 La réalisation d’un dossier technique	24
3.2.5 Les éléments clés du système photovoltaïque	25
3.2.6 La réception de l’installation	27
3.2.7 La mise en service de l’installation	27
3.3 LES PROBLEMES COURAMMENT RENCONTRES LORS DES CONTROLES	27
3.4 LES GRD EN BELGIQUE	28
3.4.1 Les GRD en Wallonie	29
3.4.2 Le GRD à Bruxelles-Capitale	29
3.4.3 Les GRD en Flandre	29
4 LE SUIVI DE L’INSTALLATION	32
4.1 LE TRANSFERT DE L’INSTALLATION AU CLIENT	32
4.2 LA MAINTENANCE ET L’ENTRETIEN	32
4.2.1 La maintenance et l’entretien sur la toiture	32
4.2.2 La maintenance et l’entretien aux abords de l’installation	33
4.2.3 La maintenance et l’entretien dans le local technique	33
4.3 LE SUIVI DES PERFORMANCES DE L’INSTALLATION	33
4.4 RELEVÉ DE PROBLEMES RENCONTRES	35
4.4.1 Généralité	35
4.4.2 Les erreurs classiques à la conception	35

4.4.3	Erreurs classiques au montage	35
4.4.4	Les erreurs classiques lors de la mise en service	35
4.4.5	Les erreurs classiques lors de la maintenance.....	36
4.5	IDENTIFICATION DES PANNES SUR UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE.....	36
4.5.1	Dépannages	36
ANNEXES :	42

Objectifs du présent volume :

Une fois l’étude terminée, vient le moment de la réalisation et du montage pratique de l’installation. Au travers ce volume seront donnés les outils pour évaluer l’environnement immédiat de l’installation et les contraintes liées à la réalisation de cette dernière.

Ce volume abordera la bonne pratique de montage selon les types de couverture de toitures rencontrées et les risques inhérents au montage ainsi que les étapes essentielles pour une réalisation conforme aux réglementations en vigueur dans le métier de l’électricité.

Enfin, le rôle de l’installateur ne se limitant pas au simple montage de l’installation, les outils pour un bon suivi de vos clients seront donnés dans le présent volume.

Glossaire :

- **ECS** : Eau chaude sanitaire
- **AC / DC**: Courant alternatif / courant continu
- **RGIE** : Règlement Général des Installations Electriques
- **GRD**: Gestionnaire du Réseau de Distribution
- **SPF** : Service Public Fédéral
- **EVA** : Ethylène Vynil Acéthate

Sources :

- « *Le photovoltaïque pour tous - Conception et réalisation d’installations* »
Observ’ER (Paris 2006)
- « *Le travail en hauteur* » - syllabus de formation
FOREM MONS (2012)
- CT Couverture – Dossier du CSTC (2012)
- Dossier RGIE (Réglementation Générale des Installations Electriques)
- Synergrid C10/11

1 Evaluation des contraintes liées au bâtiment

1.1 L'état général de la toiture

Avant d'envisager toute installation, il est bon d'évaluer l'état de la toiture du bâtiment qui devra accueillir la future installation photovoltaïque. Il semble en effet aberrant de placer des modules photovoltaïques, dont la durée de vie est garantie pour 25 ans sur une toiture qui devrait être rénovée quelques années plus tard.

1.2 L'évaluation de la situation du bâtiment

L'orientation et l'inclinaison de la toiture ont une grande importance dans la détermination de la puissance à installer et donc sur le nombre de modules qui composeront l'installation.

L'emploi d'une boussole et d'un clinomètre s'avère primordial.



Fig. 5-1 : exemples de boussole avec clinomètre

Il faudra également tenir compte d'éventuelles structures en toiture qui rendrait le placement de modules photovoltaïques impossible (cheminées, fenêtres de toit, coupoles d'évacuation de fumée, barbacane, ...).

L'analyse de l'ombrage, qu'il s'agisse d'obstacle sur la toiture ou en périphérie du bâtiment, devra être prise en compte au risque de voir la production de l'installation diminuer. Pour évaluer l'ombrage sur une future installation photovoltaïque, trois options s'offrent à l'installateur :

- L'étude de masque
- Les logiciels de dimensionnement
- L'utilisation d'une camera type SUNEYE

1.2.1 L’étude de masque

Il s’agit de repérer, dans un champ de 180° au devant de l’installation, les éventuels obstacles pouvant créer un ombrage sur l’installation et ce, à différente période de l’année.

En effet, le soleil n’effectue pas la même course toute l’année. Si en été, il se lève au Nord-Est et se couche au Nord-Ouest, il n’en est pas de même en hiver, période à laquelle, il se lève au Sud-Est pour se coucher au Sud-Ouest.

Le point culminant du soleil est lui aussi différent selon les saisons. En été, l’angle formé par le soleil par rapport à l’horizon est de 56° alors qu’il n’est que de 16° en hiver (données valables pour notre latitude).

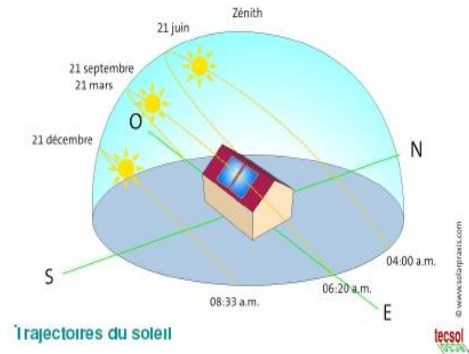


Fig. 5-2 : courses du soleil selon les saisons

Il est donc facile de comprendre qu’un obstacle (par ex. un arbre) peut créer un ombrage à certaines périodes de l’année et pas à d’autres. Il est donc essentiel de s’assurer que rien de pourrait pénaliser la production de l’installation photovoltaïque.

Cette étude de masque peut être réalisée grâce à l’utilisation d’un viseur (figure ci-contre)



Fig. 5-3 : viseur solaire

Il est également possible de tracer les obstacles potentiels sur un graphe reprenant la course du soleil à différente période de l’année. Il faut toutefois veiller à prendre le graphe correspondant à la latitude géographique à laquelle on se trouve.

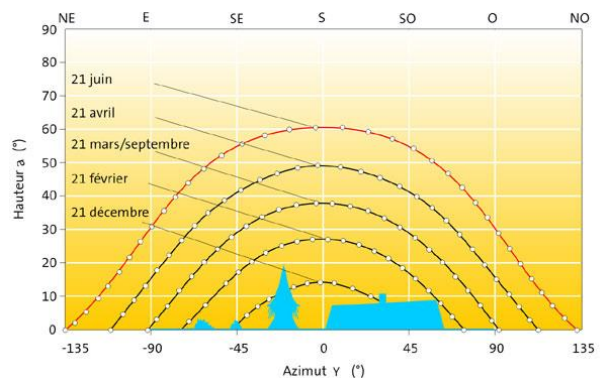


Fig. 5-4 : Course du soleil selon les saisons et la latitude de l’installation

Cette manière d’aborder l’ombrage ne permet toutefois pas de quantifier précisément les pertes de production liées à l’ombrage éventuel. Il reste intéressant pour juger de la faisabilité de l’installation, du dimensionnement à venir, de l’implantation des modules et pour donner une idée de l’impact de cet ombrage sur la production.

1.2.2 Les logiciels de dimensionnement

Certains fabricants proposent de petit logiciel permettant de quantifier la baisse de production liée à un ombrage sur les modules photovoltaïques. Toutefois, ces logiciels restent liés aux produits des fabricants (SMA, Danfoss, ...).

Pour s’assurer une neutralité quant aux produits d’un fabricant, il faut se tourner vers des logiciels multimarques tel que PV-SOL par exemple. L’intérêt est certes de taille mais le coût est lui aussi différent.

1.2.3 L’ombroscope

Il s’agit d’un relevé de masque automatique embarquant un niveau et une boussole électronique ainsi qu’un GPS interne.



Fig. 5-5 : exemples de caméra solaire

1.3 La localisation des différents constituants de l’installation

Lors de l’étude, il est important de relever la position des différents constituants de l’installation photovoltaïque. Les modules peuvent être placés sur / dans la toiture, sur une annexe au bâtiment voire en décroché du bâtiment (dans le jardin) alors que l’onduleur et le compteur d’énergie verte sont installés dans un local technique, en général, proche du compteur GRD.

Comme précisé dans le volume 3 pour des questions soit de nombre à de modules à placer ou d’uniformité journalière de la production, on peut déroger à l’orientation et inclinaison optimales des modules lors d’une pose sur support horizontal (modules inclinés à 10 ou 15° et orienté en tête bêche EST/Ouest)

Il faut donc envisager précisément la liaison entre ces modules et l’onduleur :

- Longueur de câble à envisager
- Trajet à suivre (au plus simple)
- Travaux éventuels pour camoufler le passage des câbles

Il serait dommage d’avoir de désagréables surprises une fois le chantier entamé.

En fonction de la localisation, il faudra choisir des composants conformes aux exigences réglementaires (par exemple : étanchéité, température, pollution électromagnétique et sonore).

En particulier pour l’onduleur, on choisira un local à température constante et fraîche. En effet, les hautes températures pourraient engendrer une détérioration des composants électroniques et diminuer la durée de vie de l’onduleur.

Enfin, l’accessibilité et la visibilité de l’onduleur sont également importantes. Elles permettent de s’assurer, par une vérification visuelle, du bon fonctionnement de l’onduleur et de l’état de ses alarmes.

Dans le cas d’une installation connectée au réseau, ce dernier fait office de stockage et d’appoint. En effet, lorsque la consommation est inférieure à la production, le surplus est injecté sur le réseau ; à contrario, si la production est insuffisante, le réseau compensera la différence.

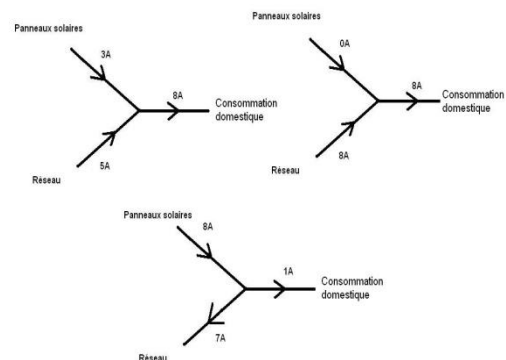


Fig. 5-6 : équilibre production / consommation

1.4 La sécurité dans le photovoltaïque

1.4.1 Préambule

Deux aspects importants sont à prendre en considération lors de la réalisation d’une installation photovoltaïque. D’une part, puisqu’une partie du travail consiste en la pose de modules en toiture, il est nécessaire de disposer de certaines connaissances du travail en hauteur.

D’autre part, la manipulation de connexions électriques doit attirer l’attention sur les risques liés à l’électrocution.

1.4.2 Le travail en hauteur

Le travail en hauteur nécessite certaines attentions particulières et un matériel adapté au travail à réaliser.

a) Utilisation des échelles

Elles sont prioritairement utilisées pour changer de niveau ou pour exécuter des travaux non dangereux (outillage léger, force physique modérée), de courte durée (inspection, contrôles, petites réparations). Il est notamment interdit d'y transporter manuellement des charges et d'y trouver simultanément deux personnes (résistance calculée à 150 kg)

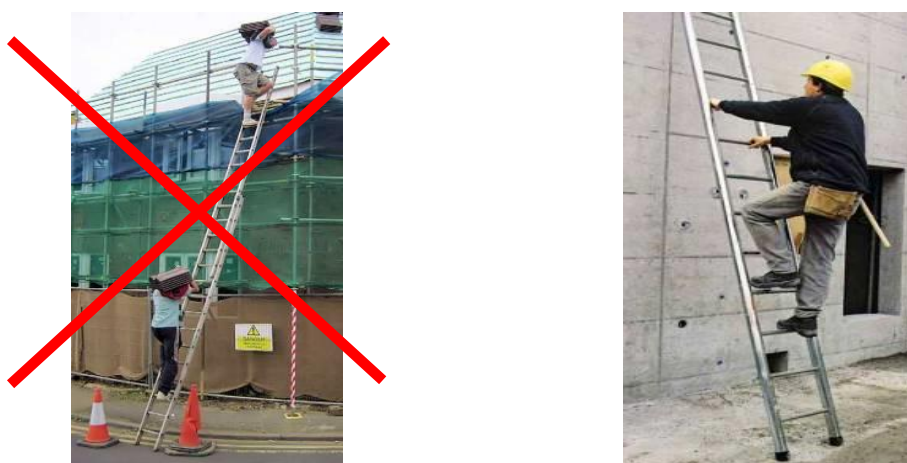


Fig. 5-7: mauvaise et bonne utilisation d'une échelle

On doit respecter une inclinaison de 65 à 75° de l'échelle par rapport au sol et vérifier régulièrement l'état du matériel. Lorsque l'échelle permet d'accéder à une plate-forme, prévoir un dépassement suffisant (+/- 1m) par rapport au niveau supérieur.

L'utilisateur se tiendra toujours face à l'échelle avec, au moins trois points de contact (2 pieds-1 main ou 2 mains-1 pied). Il est conseillé de saisir les échelons au lieu des montants. Enfin, l'utilisateur veillera à porter des chaussures adaptées et nettoyées ainsi que garantir la propreté des échelons. Cela évitera de glisser et limitera donc le risque de chute.

b) Utilisation des échafaudages

Il s'agit d'une construction provisoire pour exécuter des travaux importants et/ou de longue durée. Il en existe plusieurs types: échafaudage fixe, roulant, suspendu, sur tréteaux, ...



Fig. 5-8: exemple d'échafaudage fixe

L'utilisation de telles structures est régie par une directive européenne (2001/45/CE) incluant une formation obligatoire à la fois pour leur montage et leur utilisation. L'article 5 de l'arrêté royal du 31/08/2005 complète ce cadre législatif :

L'employeur prend les mesures matérielles et organisationnelles nécessaires afin que les équipements de travail pour les travaux temporaires en hauteur mis à la disposition des travailleurs soient les plus appropriés au travail à réaliser permettant ainsi d'assurer le bien-être des travailleurs lors de l'utilisation de ces équipements.

Il est notamment essentiel qu'une personne responsable et compétente soit constamment présente durant toute l'utilisation de l'échafaudage.

En cas d'utilisation d'échafaudage roulant, la hauteur du plancher sera au maximum égale à 3 fois la largeur. Au-delà, il faudra placer des stabilisateurs, des étais voire ancrer l'échafaudage à un support solide. Dans tous les cas, il ne faut pas oublier de bloquer les roues en station de travail.

Lors du déplacement de l'échafaudage, personne ne peut se trouver sur le plancher et il ne doit subsister que le moins de matériel possible sur le plancher (port du casque!).

c) Travaux sur toitures

Le travail sur toiture est très propice aux chutes, souvent fatales. Dès que la hauteur de chute dépasse 2m, des moyens de prévention doivent obligatoirement être mis en œuvre en donnant la priorité à la mise en place de protections collectives.

Les échafaudages seront équipés de garde-corps constitués:

- d'une lisse supérieure placée entre 1m et 1,2m du plancher.
- d'une lisse intermédiaire entre 40cm et 50cm.
- d'une plinthe, jointive au plancher, de minimum 15cm de hauteur.

Les photos ci-dessous reprennent diverses protections en cas de travaux en hauteur.



Fig. 5-9: protection par filet périphérique en rive et versant de toiture



Fig. 5-10: dispositifs d'arrêt de chute en toiture



Fig. 5-11: utilisation d'un échafaudage rampant

Remarques concernant les revêtements fragiles

Il s'agit de revêtement de type fibrociment, de verrières,

- Ne jamais circuler sans précautions sur ce type de revêtement.
- Répartir au maximum le poids sur des planchers, des passerelles à déplacer selon l'avancement du travail.
- Utiliser un élévateur à nacelle.



Fig. 5-12: utilisation d'une nacelle ou d'une passerelle mobile

d) Elévateur à nacelle ou à plate-forme mobile

C'est une alternative à l'emploi des échafaudages lors de travaux très mobiles, ponctuels, de courte durée ou d'accès malaisé. Leur utilisation requiert la présence de deux personnes au moins (l'une au sol et l'autre dans la nacelle) compétentes et autorisées par l'employeur (souvent suite à une formation appropriée).

Sauf équipement adapté, ce type de matériel n'est pas destiné au levage de charges. Dans ces cas particuliers :

- La présence d'au moins deux personnes est obligatoire.
- L'usage est interdit en cas de vent dépassant les 60 km/h.
- Le port du harnais, solidement ancré à la nacelle, est hautement conseillé.



Fig. 5-13: Nacelle avec dispositif de levage intégré en bout de flèche

Remarque : des formations adaptées et reconnues existent pour aborder le travail en hauteur (ex : formation VCA)

1.4.3 Les dangers électriques :

Celui qui travaille sur une installation PV, doit être conscient des dangers électriques qui y sont associés. Cela signifie qu’il doit avoir la compétence BA4 (averti) ou BA5 (qualifié) au sens de l’art. 47 du RGIE. Cette compétence est reconnue pour un employé par son employeur et les conditions qui doivent être respectées se retrouvent dans l’art.47 du RGIE.

Lorsque l’on travaille sur une installation PV, il faut toujours porter les EPI (équipement de protection individuel) adéquats.

Nous détaillons ici quelques dangers typiques d’une installation PV:

a) Toujours sous tension

La partie en courant continu d’une installation photovoltaïque est sous tension dès que de la lumière tombe dessus. Même par faible ensoleillement, la tension maximale de circuit-ouvert est à peu près atteinte. Cela signifie que quelqu’un qui rentre en contact avec un conducteur nu peut recevoir un choc électrique. A côtés des conséquences pour le corps humain, cela peut amener une réaction de sursaut qui, lors d’un travail en hauteur, peut provoquer une chute.

Le risque de chocs électriques peut être limité en munissant tous les câbles de connecteurs sécurisé pour les doigts (minimum IP 2X) avant de les connecter. La protection de la partie en courant continu contre les chocs électriques se base sur la double isolation. La double isolation est une mesure de protection passive. En cas de défaut d’isolation, l’installation ne se déconnecte pas. Pour les mesures de protection active, par exemple un disjoncteur différentiel, c’est bien le cas. Cela signifie que si la double isolation est abîmée, cela crée une situation dangereuse. Il convient donc d’apporter immédiatement les soins nécessaires pour prévenir les dommages et si la double isolation est quand-même endommagée, il faut y remédier immédiatement.

b) Courant continu (CC)

En déconnectant une liaison en courant continu, on crée un arc-électrique. Avec du courant alternatif, souvent, l’arc s’éteindra lorsque le courant passe par zéro. Avec le courant continu, le courant ne passe pas périodiquement par le point 0 et par conséquent l’extinction de l’arc est plus difficile.

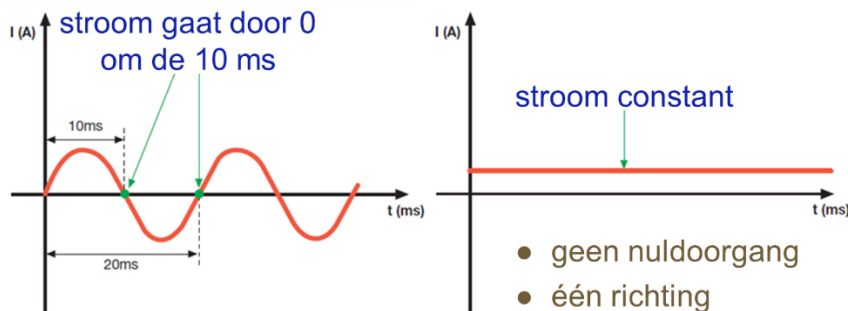


Fig. 5-14 Différence entre le courant alternatif (CA) et courant continu (CC)

Un arc électrique peut provoquer les conséquences suivantes :

- Brûlures ;
- Eblouissements, aveuglements ;
- Incendie ;
- Projection de métal en fusion ;
- Détérioration des connexions et d’appareils.

C’est pourquoi les points suivants requièrent une attention spéciale :

- Avant de déconnecter une ligne CC, il faut d’abord couper la charge afin que la ligne ne porte plus de courant, à moins que la déconnexion ne se fasse au moyen d’un commutateur de charge.
- Si les deux connecteurs d’un module PV étaient connectés entre eux et que de la lumière tombait sur le module, le courant de court-circuit du module circule à travers les connecteurs. Il faut veiller à ne pas les déconnecter que si aucune lumière ne tombe sur le module, par exemple en le recouvrant avec un matériel obstruant.
- Il faut porter une attention particulière à éviter les faux contacts. Lorsqu’une connexion se détache et qu’un courant la parcourt, le danger d’arc électrique persistant est réel et peut causer le feu

1.4.4 Remarques

Pour les installations de moins de 10 kVA, le temps dévolu au chantier reste limité et pose la question de la présence sur chaque chantier d’un coordonnateur santé & sécurité.

Toutefois, il n’en reste pas moins qu’une bonne préparation du travail à réaliser s’avère nécessaire et utile. Dans certains cas, l’emploi d’engins de levage adéquats, la réservation d’espace sur la voie publique sera obligatoire.

Exercices :

- Quel est l’endroit le plus judicieux pour placer un onduleur et pourquoi ?

.....
.....

- Comment, dans un souci de sécurité, doit-on positionner une échelle ?

.....
.....

- A quoi est destinée une boussole équipée d’un clinomètre ?

.....
.....

2 Le Montage de l’installation

2.1 Le montage des modules photovoltaïques

2.1.1 Préambule

Comme énoncé précédemment, il faut, avant tout, tenir compte de l’état général de la toiture mais aussi des structures de toiture qui pourraient gêner la pose de modules photovoltaïques (fenêtres de toit, barbacanes, ...).

Même si aucune norme n’existe en la matière, il est bon de garantir, lors de l’étude de l’installation, une accessibilité de la toiture après la pose des modules (pour l’entretien, le nettoyage, ...). Cela signifie de garder des espaces libres sur les côtés et sur le haut du champ de modules concerné.

Dans le cas d’une pose en superposition, un espace d’environ 30 à 40 cm sera réservé entre la partie basse de la toiture et le dessous du module et ce, pour assurer la récolte de l’eau de pluie dans la gouttière. Il en sera de même au-dessus des fenêtres de toit.

Il existe de nombreux moyens pour fixer les modules photovoltaïques sur une toiture inclinée. Dans tous les cas, la mise en œuvre des fixations demande une attention toute particulière, requérant des qualifications de couvreur, et ce afin d’assurer la bonne stabilité des modules, d’éviter les problèmes d’étanchéité et de conserver à la toiture ses performances initiales.

De plus, en cas d’utilisation de crochets de fixation sur une couverture en tuiles ou en ardoises, une quantité de travail et un outillage approprié sont nécessaires lorsqu’une adaptation des éléments de couverture s’impose.

2.1.2 Fixation des crochets dans la charpente

Voir le document édité par le CSTC : « Les techniques de fixation des capteurs solaires sur les toitures inclinées ».

2.1.3 Remarques

- Au fur et à mesure du placement des modules en toiture, il est bon de nettoyer ces derniers de toutes traces laissées par leur manipulation. Ces dernières pourraient avoir des effets indésirables sur la production de l’installation.
Des produits de nettoyage et des retardateurs de salissures existent à la vente.
- Le placement des modules doit prendre en compte le côté esthétique de l’installation (alignement horizontaux et verticaux).
- **Il est recommandé que l’installateur électricien se fasse accompagner par un couvreur pour s’acquitter de la tâche qui consiste à l’ensemble des travaux en toiture**

2.2 Le raccordement des modules photovoltaïques

Comme déjà énoncé dans le précédent volume, les modules sont connectés en série et ce, pour garantir une tension suffisante et limiter le courant dans chaque string.

Chaque module, avant montage et raccordement, sera testé en tension U_{oc} . Régulièrement, tous les 3 à 4 modules connectés en série, il est conseillé de vérifier si la somme des tensions est bien obtenue. Cela évite de désagréables surprises une fois l’ensemble des modules posés.

Les câbles reliant les modules entre eux seront soigneusement réunis et fixés aux rails grâce à des colliers résistants aux UV, évitant ainsi que ces derniers ne pendent au vent et que l’isolation ne soit altérée. Le retour de polarité devra être aussi proche que possible des câbles reliant les modules entre eux.

Electriquement parlant, le raccordement se fera de manière à éviter de créer une boucle favorisant l’effet d’antenne, source de pollution électromagnétique.

Il est essentiel de torsader les câbles du tronçon reliant les modules à l’onduleur. Cette manière de faire permet d’éviter des surtensions aux bornes de l’onduleur, elles-mêmes générées par des surtensions transitoires liées aux impacts de foudre.

Le conducteur d’équipotentialité secondaire devra parcourir le même chemin et être aussi proche que possible que les conducteurs actifs

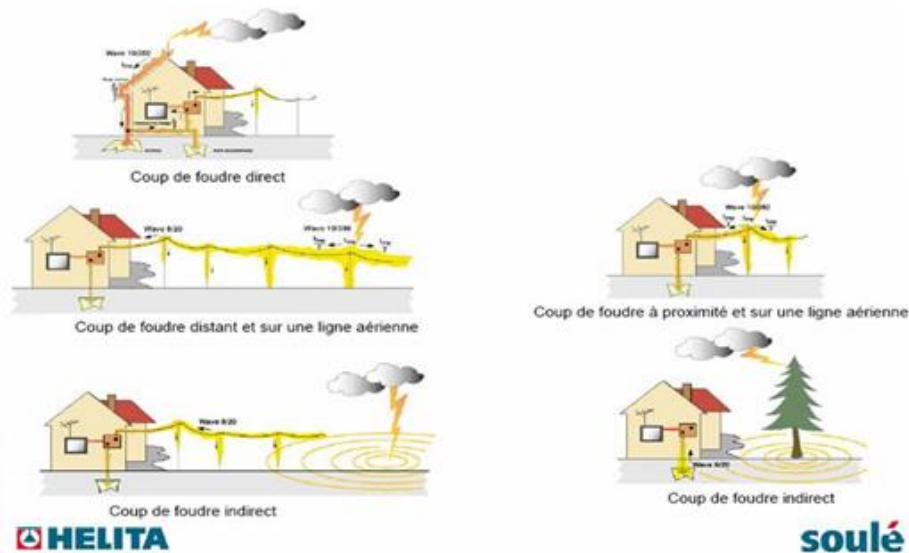


Fig. 5-15 : origine des surtensions et surtensions transitoires

Il est préconisé de relier l’équipotentialité secondaire aux structures métalliques et aux cadres.

La section doit être, au minimum, de la même section que le conducteur actif AC avec un minimum de (art. 70 du RGIE) :

- 4 mm² non protégé
- 2,5 mm² protégé (sous tube)

Les schémas ci-dessous illustrent les différents raccordements à préconiser et à éviter.

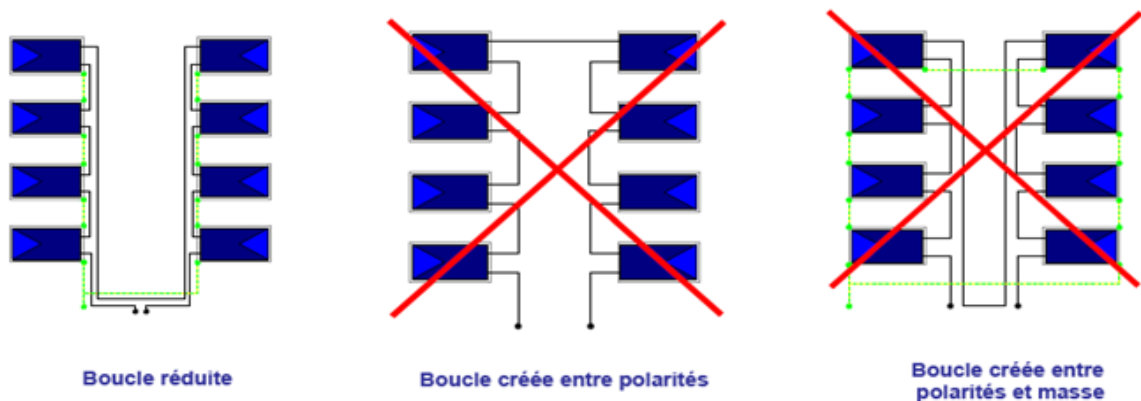


Fig. 5-16 : illustrations de l'effet de boucle et bonne pratique

2.3

Vu la taille et le poids d’un onduleur, il faut s’assurer que le support sera suffisamment résistant. Un onduleur pèse en moyenne une quarantaine de kilos. Toutefois, ceux possédant un transformateur interne peuvent voir leur poids monter jusqu’à 60 kilos et plus.

La puissance de sortie étant notamment influencée par la température des composants internes, il faudra tenir compte du mode de ventilation de l’onduleur (tangentielle ou verticale).

- Dans le cas du placement de plusieurs onduleurs, leurs positions respectives doivent être adéquates et ajustées pour qu’ils ne s’influencent pas mutuellement.
- Dans le cas du placement d’un seul onduleur, sa position tiendra compte des éventuels obstacles.

Enfin, l’onduleur sera placé à une hauteur permettant une lecture aisée du display.

2.4 Le circuit électrique

Le montage et le raccordement du circuit électrique, tant en DC qu’en AC, doivent respecter les règles de l’art et la législation en vigueur dans le métier. (Câbles DC, voir annexe 1)

Pour rappel, les sections de câble à respecter en fonction des intensités, abstraction faite des pertes et chutes de tension, sont reprises dans le tableau ci-dessous :

Section (mm ²)	Intensité (AC) disjoncteur
2,5	20 A
4	25 A
6	40 A
10	63 A

Pour le câble DC, $I_B = n \times I_{sc\ CTS} \times 1,25$

Si plusieurs strings sont couplés en parallèles sur un même câble, n sera le nombre de strings.

2.5 Norme à respecter lors du montage d’une installation

Dès lors qu’il s’agit une installation électrique, le raccordement d’une installation photovoltaïque doit répondre aux normes du RGIE (Règlement Général des Installations Electriques). Outre la protection du circuit AC obligatoire, il y a obligation de placer une protection DC à partir du moment où plusieurs strings de modules sont couplés en parallèle et que la règle suivante n’est pas respectée.

Valeur du courant max inverse $> (n-1) \times I_{sc} \times 1,25$

$I_{inverse}$ courant max inverse dans les CTS mentionné dans la spécification technique du module

n = nombre de string en parallèle.

Certains fabricants mentionnent le calibre du fusible à disposer sur chaque string. Dans ce cas ce calibre correspond au $I_{inverse}$ de la condition ci-dessus.

2.6 La vérification de l’installation photovoltaïque lors de la 1ère mise en service

Sont reprises ci-dessous les différentes étapes de la mise en service d’une installation.

- Vérifier la tension U_{oc} aux bornes du champ des modules avant le raccordement à l’onduleur.
- Vérifier la tension AC en amont du disjoncteur du réseau
- Mesurer la valeur de la terre et de l’isolement (et corrections éventuelles).
- Enclencher le disjoncteur DC
- Enclencher le disjoncteur AC
- Vérifier le bon accrochage au réseau de l’onduleur lors de sa connexion automatique (témoin lumineux).
- Vérifier le déclenchement du différentiel et le découplage de l’onduleur.
- Relever l’index du compteur GRD et du compteur d’énergie verte.
- Vérifier que le compteur GRD soit adapté à la compensation (décomptage de l’index).

2.7 Prévention des risques d’incendie

Pour l’heure, un document de travail a été rédigé par la société VINCOTTE CERTIGO en étroite collaboration avec les services de pompiers, demandeur d’un cadre clair lorsqu’ils sont amenés à intervenir sur un bâtiment équipé de modules photovoltaïques.

Ce document a été validé par le SPW et est à l’étude pour une validation concertée des trois régions du pays.

2.8 La liste de l’outillage minimum nécessaire

Matériel nécessaire à l’étude & à la conception de l’installation :

- Appareil photo numérique avec macro et date
- Boussole avec clinomètre
- Echelle en aluminium et échelle de toiture
- Visseuse

Outillage pour la réalisation de l’installation (en plus de l’outillage de base de l’électricien) :

- Pince ampèremétrique type TRUE RMS : A (DC/AC) - V (DC/AC) - R
Calibre : (40A DC) - (1000V DC)
- Pince à sertir MC3
- Pince à sertir MC4
- Pince à sertir TIGO
- Set de connexions MC3, MC4, TYGO, PHOENIX
- Pince coupante, pince à dénuder automatique
- Pompe pour cabochons
- Mesureur de terre et mesureur d’isolement
- Clés plates et hexagonales
- Fer à souder au gaz

Outillage de sécurité :

- Harnais
- Coulisseau multifonctionnel
- Corde
- Sangles et mousquetons
- « Stop Chutes »
- Echafaudage
- Nacelle
- E.P.I. équipements de protections individuelles

Outillage du couvreur :

- Enclume
- Pince à couper les ardoises
- Tire clou
- ...

Exercices :

- Citez les deux points principaux à respecter pour la pose des crochets ?

.....
.....

- Peut-on amincir la tuile inférieure pour assurer la pose correcte d’un crochet ?
Justifiez votre réponse.

.....
.....
.....

- Pourquoi est-il préférable de vérifier régulièrement les tensions lors de la pose des modul

.....
.....

- Citez, dans l’ordre, les étapes électriques à respecter avant d’intervenir sur les modules d installation en service ?

- 1)
- 2)
- 3)

3 Réception & mise en service d’une installation photovoltaïque

3.1 Préambule

La réalisation d’une installation photovoltaïque est avant tout une installation électrique. Il subsiste toutefois une différence majeure avec une installation domestique traditionnelle : l’installation photovoltaïque réalisée réinjecte du courant sur le réseau du GRD (Gestionnaire du Réseau de Distribution). Certaines règles doivent être respectées.

Le principe de raccordement sur le réseau devra s’opérer de la façon suivante :

- Respecter le RGIE.
- Respecter la Synergrid C10/11.
- Accompagner l’installation d’un dossier technique.

La procédure de raccordement passera par les points suivants :

- Les éléments clés du système photovoltaïque.
- La réception de l’installation avant mise en service.
- Mise en service de l’installation.

Certains problèmes peuvent toutefois se rencontrer lors de l’installation de photovoltaïque :

- Problématique liée à l’installation électrique de l’habitation ou du bâtiment, et à la puissance que le client veut réinjecter.
- Le réseau et le GRD.

3.2 Les principes de raccordement au réseau

Les règles expliquées dans le présent syllabus sont extraites des normes et autres prescriptions. **Celles-ci sont à prendre en considération dans leur intégralité.** (RGIE, Synergrid, ...)

Ces prescriptions sont les règles actuellement en vigueur mais susceptibles d’être révisées.

3.2.1 Les prescriptions du RGIE (Règlement Général des Installations Electriques)

Différents articles sont d’application lors du placement d’une installation photovoltaïque :

- Art. 86-01 : La résistance de dispersion de terre doit être inférieure ou égale à 30 Ohms. Une valeur jusqu’à 100 Ohms est permise pour autant que des dispositifs différentiels adaptés soient installés comme décrit dans l’article 86-07 du RGIE.
- Art. 86-07 : L’habitation doit être protégée via un différentiel (300mA). Si la résistance de dispersion est supérieure à 30 Ohms, des dispositifs différentiels adaptés soient installés.

Pour les installations antérieures à 1981, le nouveau circuit photovoltaïque et l’installation existante, n’ayant subi aucune modification, doivent être protégés via un différentiel. Toutes les installations réalisées après 1981 répondent déjà à cette prescription.

- Art. 20 : L’isolement de l’installation photovoltaïque 0,5MOhms (qui plus est, de l’habitation) doit être correct (valeur d’acceptation selon l’année de l’installation).
- Art.16 : Présence d’un schéma électrique du système photovoltaïque. Concrètement, l’art. 269 de l’A.M. de 1981 impose un schéma unifilaire et un schéma d’implantation.
- Art. 117 et 122 : Un circuit spécifique (disjoncteur ou fusible) est prévu pour le système photovoltaïque adapté à la puissance de l’onduleur. Il protège contre les surcharges et les courts-circuits

- Art. 235 : Présence d'un système de sectionnement automatique de l'onduleur en cas de rupture ou de variation du réseau (en tension et en fréquence).
- Art. 4 et 48 : L'alimentation en BT (basse tension) est limitée à 750V maximum en courant continu ; tension limite acceptée pour les maisons et autres locaux d'habitation. Il s'agit d'une tension de 1^{ère} catégorie.
- Art. 270 : L'examen de conformité d'une installation électrique avant mise en usage par un organisme accrédité.

Pour assurer le travail de vérification et contrôle, le Ministère des Affaires Economiques (SPF Economie) transmet régulièrement aux organismes accrédités des « notes aux organismes agréés » qui rappelle et guide ces derniers.

Voici reprises différentes notes touchant au photovoltaïque :

- Note 52 : Protection de l'installation via un différentiel à courant résiduel
- Note 71 : Détermination des points spécifiques d'une installation photovoltaïque
- Note 72 : Identification particulière devant figurer dans le rapport de contrôle de l'organisme accrédité : le nombre et la puissance crête des modules ; type, n° de série, puissance AC des onduleurs ; n° de série et relevé d'index des compteurs GRD et C.V. ; le marquage MID ou européen des compteurs « énergie verte »
- Note 72 bis : Visibilité du marquage MID après installation

Remarques :

- Depuis le 01/06/2020, le RGIE a été scindé en 3 Livres.
Le chapitre 7.112 du Livre 1 est celui relatif aux installations photovoltaïques domestiques à basse tension (≤ 10 kVA). Ce chapitre se décline en 4 sections :
Section 7.112.1. Domaine d'application
Section 7.112.2. Mesures spécifiques
Section 7.112.3. Essais et mesures
Section 7.112.4. Rapports

3.2.2 Les prescriptions de la Synergrid C10/11

Le champ d'application du document C10/11 de Synergrid porte sur les prescriptions techniques spécifiques pour les installations de production décentralisées fonctionnant en parallèle sur le réseau.

Ce document comprend des prescriptions complémentaires au RGIE. Ces prescriptions sont rendues obligatoires dans les 3 régions du pays au travers des règlements techniques relatifs aux réseaux de distribution. La version actuelle du document C10/11 impose notamment les limites suivantes :

- Pour un raccordement monophasé, la puissance maximale AC sera limitée à 5kVA.
- Pour un raccordement multi-phases, la puissance maximale AC sera limitée à 10kVA, avec un maximum de 5kVA par phase. Synergrid recommande de répartir la puissance de production de manière uniforme entre les phases.

Le C10/11 insiste sur le dispositif de sectionnement automatique et précise les normes auxquelles ce dispositif doit satisfaire. Il donne également les limites de variations inférieures et supérieures de la tension et de la fréquence.

Le document C10/11 ainsi qu'un guide d'interprétation (FAQ) sont disponibles sur le site Internet de Synergrid (www.synergrid.be).

3.2.3 Les spécifications techniques unifiées de la STS 72-1

Les STS sont des documents normatifs, mais se distinguent des normes conventionnelles du fait qu'elles sont établies à l'initiative des acteurs du secteur de la construction, sous surveillance de la Commission Technique Construction.

<https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Publications/files/STS/STS-72-1-systemes-photovoltaïques.pdf>

3.2.4 La réalisation d'un dossier technique

Pour toute réalisation d'une installation photovoltaïque, un dossier technique **complet** doit être constitué. Ce dernier doit comprendre au minimum :

- Un schéma électrique unifilaire.

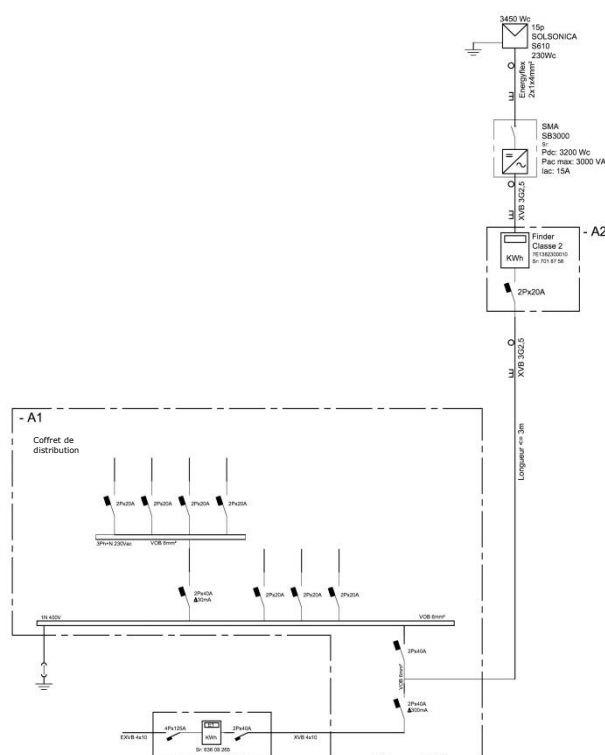


Fig.5-17 : exemple de schéma unifilaire

- Un schéma électrique de position

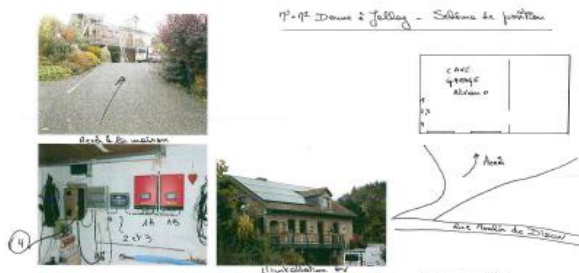


Fig.5-18 : exemple de schéma de position

- Les fiches techniques du matériel. Cela comprend le descriptif des modules installés, la documentation technique de l'onduleur ainsi que tous les autres éléments nécessaires au bon fonctionnement de l'installation.

La procédure de raccordement au réseau

3.2.5 Les éléments clés du système photovoltaïque

a) Le compteur GRD (tension et intensité)

Il y a lieu de s'assurer que la tension distribuée est alimentée via un neutre ou non. Dans le cas où il n'y a pas de neutre, l'onduleur devra être muni, éventuellement, d'un transformateur interne.

Il y a lieu de vérifier également que l'intensité du compteur de distribution est suffisante. L'onduleur ne peut avoir un courant de sortie supérieure à celui du compteur GRD.

b) Les différentes protections de l'installation photovoltaïque

La première concerne la protection 'totale' de l'installation, contre les contacts indirects et les défauts. Pour ce faire, un différentiel à courant résiduel (pour une habitation : $I_{\Delta n}$ 300mA) est installé. Le différentiel sera de type A.

Toutefois, si l'installation dispose déjà d'un différentiel de type AC, il est possible de le maintenir si la partie photovoltaïque est elle-même protégée via un différentiel supplémentaire de type A.



Fig.5-19 : codification de la protection

La seconde concerne la protection à maxima d'intensité (disjoncteur ou fusible) de l'onduleur. Cette protection est spécifique et adaptée au courant de sortie du générateur.

Enfin, la protection contre les contacts directs est assurée par l'enveloppe ou l'écran des appareils électriques (IPXX-D).

c) Le compteur d'énergie verte (marquage)

Tout comme l'onduleur, il sera protégé via un disjoncteur. Le principe est de placer le compteur d'énergie verte entre le disjoncteur et l'onduleur. Attention toutefois dans les cas où plusieurs onduleurs sont installés.

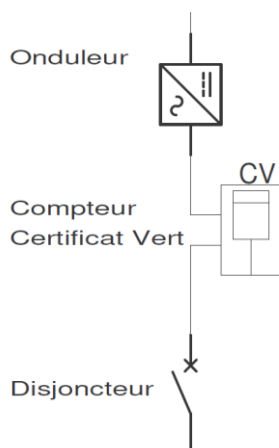


Fig.5-20 : schéma avec un onduleur

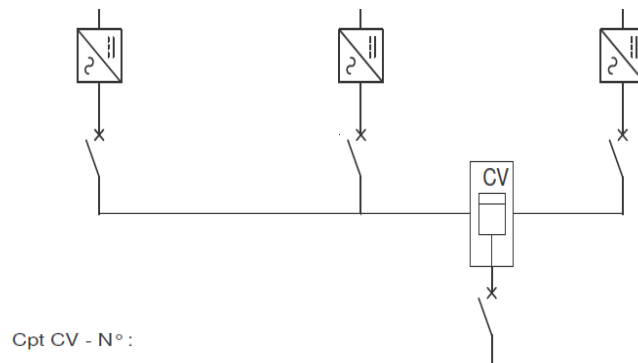


Fig.5-21 : schéma avec trois onduleurs

Ce compteur d’énergie verte doit avoir un marquage métrologique (MID) ou un marquage CE. Seuls ces 2 marquages sont autorisés.

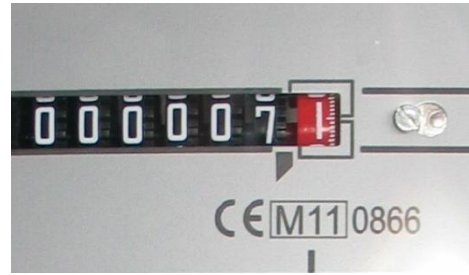


Fig.5-22 : marquage des compteurs d’énergie verte

d) L’(les) onduleur(s)

Tous les onduleurs sur le marché possèdent leurs caractéristiques propres, mais ils devront toujours, pour être autorisés, posséder un dispositif de découplage selon l’art 235 du RGIE (norme VDE 0126-1-1 & VDE 0126-1-1/A1) ou un certificat / rapport d’essai délivré par un laboratoire accrédité (ISO 17025).

La puissance de réinjection ne peut excéder 5000W par phase. Toutefois, certaines dérogations du GRD sont possibles. Il est donc nécessaire de se renseigner selon le lieu de l’installation.

Du point de vue des tensions, la tension de sortie de l’onduleur, côté AC, doit s’adapter à la tension du réseau et non l’inverse. La tension d’entrée de l’onduleur, côté DC, ne pourra excéder 750V. Il est donc important de prendre en considération cette exigence lors de l’étude et de la conception de l’installation (connexion en série des modules).

Dans le cas d’un réseau triphasé, le raccordement doit être réparti sur les différentes phases du réseau en tenant compte du tableau ci-dessous :

Phase 1	Phase 2	Phase 3	Considéré co instal
3000	3000	3000	
1000+2000	3000	4000	
0	5000	5000	
0	0	5000	
0	0	4000+4000	NON, car le désé peut dép
0	0	6000	NON, car le désé peut dép
2000	2000	6000	NON, car le désé peut dépasser 5 kV interrompue su
2000	2000	3000+3000	NON, car le désé peut dépasser 5 kV interrompue su

e) Les modules

Le nombre de modules connectés en série sera limité, selon les caractéristiques du fabricant des modules ainsi qu’en fonction des tensions de l’onduleur tout en veillant à respecter la règle de maximum des 750V en sortie du string de modules (voir point ci-dessus).

f) La signalétique

L’installation photovoltaïque, générant une tension continue et un courant, doit être signalée avec des pictogrammes placés aux endroits judicieux (ex : tenants et aboutissants).

Les mentions devant être reprises sont les suivantes : AC ; DC ; Toujours sous tension ; Ne pas déconnecter en charge ; ...

3.2.6 La réception de l’installation

Selon l’article 270 du RGIE antérieur au 01/06/2020), toute installation ou toutes extensions importantes (ajout d’un circuit) doit faire l’objet d’un examen de conformité avant mise en service.

Cette tâche incombe à un organisme accrédité par le SPF Economie.

3.2.7 La mise en service de l’installation

La mise en service doit être précédée de l’envoi au GRD, par le propriétaire de l’installation, d’une déclaration par laquelle le propriétaire informe le GRD de la mise en service de son installation de production et lui transmet toutes les informations nécessaires

3.3 Les problèmes couramment rencontrés lors des contrôles

Cette liste de problèmes rencontrés n’est pas exhaustive mais a pour objectif d’attirer l’attention sur des situations vécues et d’en tenir compte lors d’installations à venir.

- L’intensité nominale du différentiel est de 40A mais compteur monophasé du GRD est de 50A voire 63A.
Dans ce cas, le différentiel devra être remplacé.
- Le bouton du circuit de test du différentiel est inopérant. Ici aussi, le remplacement du différentiel apparaît inéluctable.
- Le client dispose d’un compteur GRD de 20A + une production PV de 20A. Il est donc susceptible d’utiliser (20+20) 40A. Il faut tenir compte du courant total, et s’assurer que **tous** les éléments du coffret peuvent accepter cette somme de courant. Une autre solution est de limiter, par le placement d’un disjoncteur, le courant maximum utilisable à une valeur de 20 A.

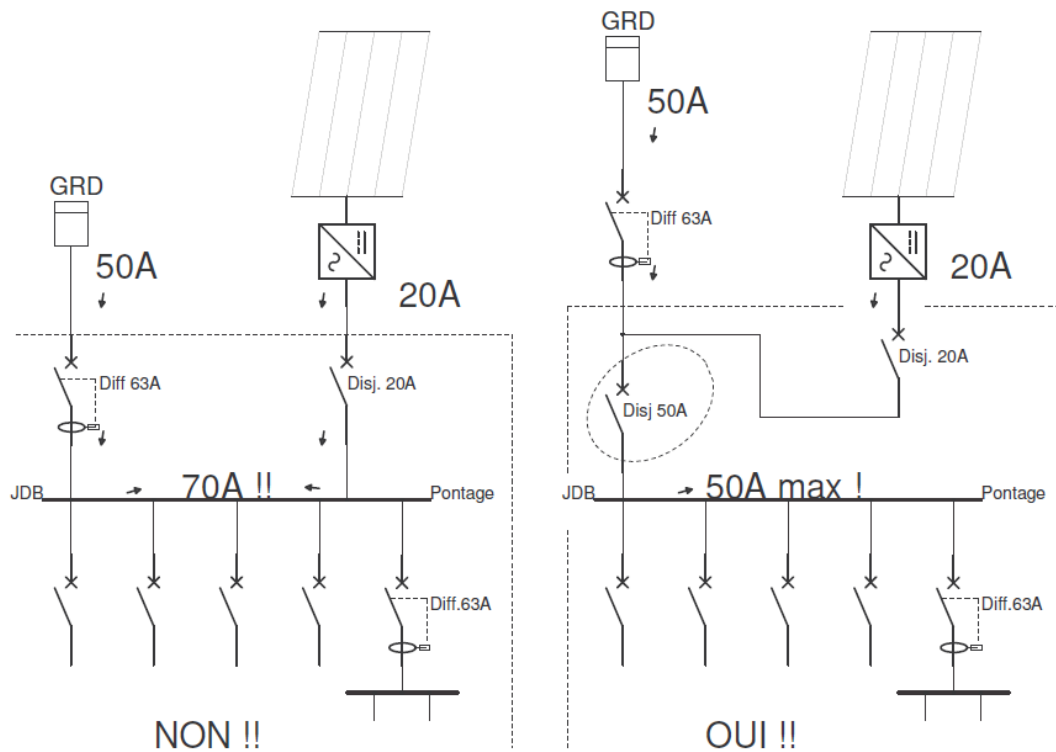


Fig.5-23 : le cumul des courants

- Si le coffret divisionnaire de l’installation photovoltaïque est différent du coffret principal et que ces coffrets sont distants de plus de 3 mètres, il y a lieu de protéger, contre les surcharges et les courts-circuits, le câble d’alimentation du coffret photovoltaïque (placement d’un disjoncteur approprié dans le coffret principal).
- Le placement d’un ou plusieurs onduleurs, dont la somme des puissances AC excède les 5000 watts par phase sur un compteur multiphasé, est proscrit.
- Le total des puissances AC sur un compteur multiphasé ne peut excéder les 10.000 watts.
- Le tableau électrique existant chez le client n’offre pas toutes les sécurités obligatoires. Par exemple, des pièces nues sous tension sont accessibles : enveloppe, embase, fusibles, jeu de barre, Il est impératif de remettre l’installation en sécurité selon les normes.
- Dans le cas du triphasé, si la tension du réseau chez le client est déjà élevée (> 240 V) et tenant compte que l’onduleur élève plus encore la tension pour réinjecter sur le réseau, il apparaît un risque de décrochage intempestif. Il est suggéré de répartir la puissance sur plusieurs onduleurs (ex : 2 x 2500 W plutôt que 1 x 5000 W).

3.4 Les GRD en Belgique

Pour connaître le GRD, un moteur de recherche est mis à disposition sur le site http://www.synergriid.be/index.cfm?PageID=17002&language_code=FRA. A la mention cliquer ici, il suffira d’écrire le code postal du lieu de l’installation pour automatiquement connaître le GRD.

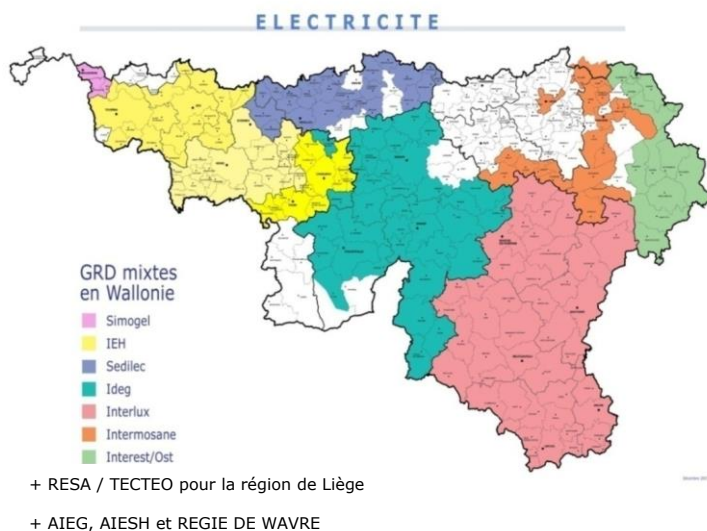
A titre informatif, ci-dessous, sont repris les différents Gestionnaires de Réseaux de Distribution en Belgique.

L’organe encadrant ces GRD sont respectivement :

Aperçu des GRD en Belgique

- ✓ En Wallonie: ORES, Tecteo (Resa), Régie de Wavre, AIESH et AIEG
- ✓ En Région de Bruxelles-Capitale : SIBELGA est l'unique gestionnaire de réseau de distribution
- ✓ En Flandre : Eandis et Infrac se partagent le territoire flamand

3.4.1 Les GRD en Wallonie



3.4.2 Le GRD a Bruxelles-Capitale

SIBELGA est le seul et unique GRD actif sur l'ensemble des communes de Bruxelles Capitale.

Fig.5-24 : cartographie des GRD en Wallonie

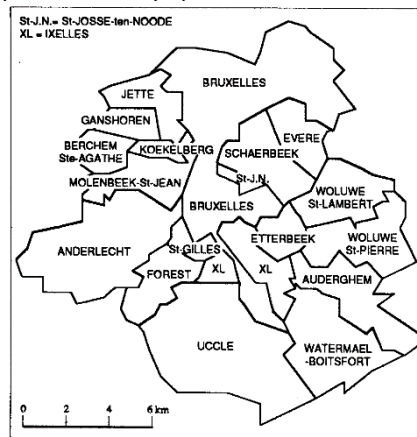


Fig.5-25 : carte des 19 communes bruxelloises

3.4.3 Les GRD en Flandre



Fig.5-26 : cartographie des GRD en Flandre

Pour la Province du Limbourg, l’opérateur compétent est Infrac.



Fig.5-27 : carte de la province du Limbourg

Exercices :

- Sur une installation équipée de trois onduleurs, quelle est la condition pour rester raccordé en monophasé ?

.....
.....

- A quoi faut-il faire attention lors du raccordement d’un compteur d’énergie verte monophasé ?

.....
.....

- Quelles sont les deux exigences que doit respecter le différentiel ?

- 1)
- 2)

- Dans le cas de la mise à la terre des rails et des cadres, quel est la section du fil de terre et sur quelle équipotentiel doit-il être raccordé ?

- 1)
- 2)

4 Le suivi de l’installation

4.1 Le transfert de l’installation au client

Pour aider le client dans sa compréhension de son installation et lui permettre les éventuelles démarches administratives, un dossier complet doit lui être remis.

Ce dossier reprendra le contrat avec toutes ces annexes :

- Les données techniques de l’installation et l’estimation de la production annuelle
- Les fiches techniques des composants, les modes d’emploi de ces derniers ainsi que les certificats de conformité.
- Le(s) document(s) administratif(s) pour la demande de raccordement (voir volume 2)
- La facture et les garanties d’installation (cfr. annexe 2)
- Le procès verbal de réception (incluant les schémas d’implantation et unifilaire, cfr. annexe 3)
- Les photos avant et après chantier
- La notice d’instruction pour l’utilisateur final (mode d’emploi de l’onduleur, cfr. annexe 4)
- La check-list de mise en service (cfr. annexe 5)
- Contrat d’entretien de l’installation

4.2 La maintenance et l’entretien

Divers travaux de maintenance sont à prévoir sur la toiture, aux abords de l’installation voire dans le local technique.

4.2.1 La maintenance et l’entretien sur la toiture

a) Le nettoyage des modules photovoltaïques :

Le nettoyage des modules à l’eau claire est toujours intéressant pour éliminer les dépôts de mousse au bas des modules. La présence de ces dépôts peut en effet engendrer une baisse de production.

Avant d’envisager ce nettoyage, ne pas oublier de déconnecter l’installation. Pour rappel, la partie « courant alternatif » sera déconnectée avant la partie « courant continu ».

L’usage d’eau exempte de calcaire est préférable pour éviter les dépôts blanchâtres pouvant également nuire à la production. C’est ainsi que l’eau de citerne est la meilleure solution. On évitera l’usage de nettoyeurs haute pression qui pourraient éroder le verre et diminuer le passage du rayon lumineux.

Enfin, il faut éviter l’usage de détergents. Ces derniers créent un film à la surface des modules augmentant ainsi la réflexion sur le verre. Des produits nettoyants et anti-salissures existent et sont à préconiser.

b) L’ancrage des modules photovoltaïques :

Il s’agit de vérifier le bon encrage des pattes de fixation ainsi que la fixation des modules sur le cadre. Une attention sera également portée à la fixation des câbles reliant les différents modules.

c) Les détériorations éventuelles :

Une vérification visuelle des cellules des modules permettra de détecter d'éventuelles anomalies telles que les infiltrations d'eau, le décollement de l'EVA, ...

4.2.2 La maintenance et l'entretien aux abords de l'installation

Il s'agit ici d'avoir une vue générale sur l'environnement de l'installation. Le temps passant, ce dernier pourrait avoir changé : la pousse de certains arbres, la présence de cheminées nouvellement construites, l'apparition d'un nouveau bâtiment, ...

Ces nouveaux obstacles pourraient impacter la production de l'installation.

4.2.3 La maintenance et l'entretien dans le local technique

Il est bon de reconstrôler la tension U_{oc} (côté DC). Cette tension doit être proche de celle mesurée lors de la mise en service. Une variation de cette tension est un indice de problème sur un ou plusieurs module(s) voire un problème de connexions entre ceux-ci.

On veillera à dépoussiérer l'onduleur pour permettre une ventilation optimale. Une vérification du display de l'onduleur assurera qu'une alarme ne s'est pas déclenchée.

D'un point de vue de la production énergétique, il est intéressant de comparer l'index du compteur d'énergie verte par rapport à la moyenne des installations dans la même situation géographique donnée ou tout au moins, à l'estimation calculée lors de l'étude.

On vérifiera à nouveau le bon fonctionnement du différentiel.

Une check-list d'entretien sera annexée au dossier du client une fois la maintenance terminée (cfr. annexe 6).

4.3 Le suivi des performances de l'installation

Il existe différents types de monitoring selon le mode de conversion DC/AC et présentant des performances très variables.

Certains systèmes donnent une indication globale de la performance de l'installation (production, puissance, temps de fonctionnement, ...). Avec les optimiseurs et micro-onduleurs, chaque module est personnalisé ce qui permet un relevé individuel des données de ceux-ci.



Fig.5-28 : exemple d'affichage de monitoring

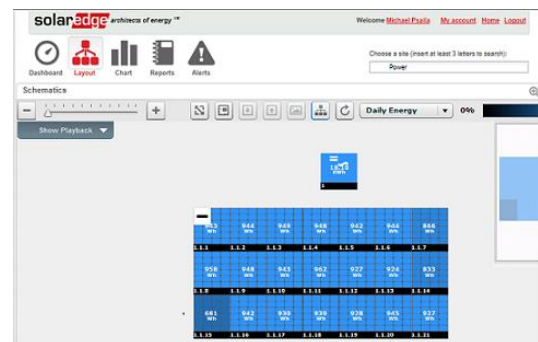


Fig.5-29 : exemple d'affichage de monitoring

Ces monitorings permettent une gestion et une supervision à distance des données et du bon fonctionnement du système. L'avantage réside dans le fait que l'installateur peut intervenir à distance sans contrainte pour le client.

Chaque système de monitoring à un fonctionnement qui lui est propre et requiert un paramétrage et une mise en œuvre particulière. La consultation des fabricants s'avère donc nécessaire.

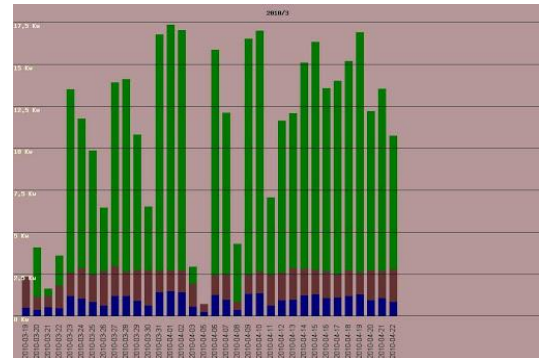


Fig.5-30 : relevé mensuel de production

4.4 Relevé de problèmes rencontrés

4.4.1 Généralité

Ce paragraphe aborde des erreurs classiques rencontrées sur les installations photovoltaïques.

Ces erreurs peuvent être classées en trois catégories :

- Les erreurs de conception
- Les erreurs de montage
- Les erreurs lors de la mise en service
- Les erreurs au cours de la maintenance

4.4.2 Les erreurs classiques à la conception

- Le nombre de modules n'est pas en adéquation avec l'onduleur choisi (Puissance modules > Puissance onduleur)
- La surface totale de modules est trop importante pour la surface de toiture disponible
- L'installateur n'a pas tenu compte d'un ombrage sur l'installation
- Le type de réseau est mal évalué (absence d'un neutre par exemple)
- Incompatibilité entre les modules choisis et l'onduleur (par exemple : polarité du module obligatoirement à la terre)
- Surtension sortie AC de l'onduleur (dimensionnement du câble AC en conséquence)

4.4.3 Erreurs classiques au montage

- Mauvais positionnement de l'onduleur
- Esthétisme de l'installation à revoir
- Débordement des modules sur des fenêtres de toitures, coupoles, ...
- Inversion au niveau du raccordement du compteur d'énergie verte
- Mauvais contacts au niveau des connecteurs
- Mauvaises fixations des crochets (déport du crochet créant ainsi un bras de levier)
- Lestage sous estimé pour des installations sur toitures plates
- Incompatibilité de matériaux lors de contacts physiques (l'emploi de semelle inerte chimiquement s'impose pour éviter toute corrosion)
- Manque de ventilation lors de l'intégration des modules en toiture

4.4.4 Les erreurs classiques lors de la mise en service

- Inversion des polarités côté DC. Un message d'erreur est alors donné par l'onduleur.
- Inversion entre phase et neutre, côté AC, aux bornes de l'onduleur. Un message d'erreur sera donné par l'onduleur.
- inversion entrée / sortie du compteur d'énergie verte ; ce dernier va décompter au lieu de comptabiliser la production.
- Non coupure de l'onduleur lors du test du dispositif différentiel. L'onduleur a été connecté en amont de ce différentiel et non en aval.

4.4.5 Les erreurs classiques lors de la maintenance

- Nettoyage des modules à l’aide d’un nettoyeur haute pression ou de produits détergents.
- Omettre le nettoyage des ouïes de ventilation de l’onduleur
- Coupure du DC avant l’AC ou enclenchement de l’AC avant le DC lors de la remise en service.
- Omettre de déconnecter, au niveau de l’onduleur, les câbles venant des modules avant de monter en toiture.
- Dans le cas de modules dont l’une des polarités doit être mise à la terre : omettre d’isoler la polarité de la terre.
- Griffures à la surface vitrée des modules lors de la maintenance en toiture.

4.5 Identification des pannes sur une installation photovoltaïque

Ci-dessous, un tableau reprenant une liste non exhaustive de pannes les plus courantes rencontrées sur des installations photovoltaïques :

Panne identifié	Identifiant(s)	Cause(s)
Tension d’entrée DC incorrecte	- Display de l’onduleur - Voltmètre	- Mauvais contact des les connecteurs - Diode de by-pass défectueuse - Echauffement des modules - Optimiseur individuel en défaut
Baisse de production	- Display de l’onduleur - Compteur d’énergie verte - Caméra thermographique	- Echauffement de l’onduleur - Echauffement des modules - Salissure ou ombrage - Diode de by-pass défectueuse
Déconnexion intempestive ou permanente de l’onduleur	- Display de l’onduleur - Voltmètre	- Résistance d’isolement insuffisante - Fréquence ou tension du réseau hors tolérance - Mauvais contacts aux connecteurs
Compteur d’énergie verte en panne	- Display du compteur d’énergie verte ou témoin électronique	- défection interne du compteur
Disjoncteur AC déclenche intempestivement	- Observation visuelle de la manette - Voltmètre	- Température du local excessive
Panne du monitoring	- Display du monitoring	- Communication interrompue ou interface défectueuse - Adresse IP modifiée - Problème électronique interne au monitoring

4.5.1 Dépannages

4.5.1.1 Tension Uoc incorrecte.

Mesurer la tension Uoc d’un module et la comparer avec la tension théorique adaptée en fonction de la température et le cas échéant de l’irradiation.

La tension correcte Uoc du string doit être le nombre de modules par string x Uoc mesurée.

Couper le string en 2, mesurer la tension Uoc de chacun des strings et la comparer avec le nombre de modules couplés.

Recommencer plusieurs fois l’opération.

4.5.1.2 Défaut d'isolement côté DC

1) Mesurer la tension Uoc d'un module et la comparer avec la tension Uoc de la plaque signalétique adaptée en fonction de la température et le cas échéant de l'irradiation.

2) Mesurer la tension Uoc de l'ensemble du string.

La tension correcte Uoc du string doit être le nombre de modules par string x Uoc mesurée.

3) Mesurer la tension Uoc entre le + du string et la terre.

Diviser la tension Uoc par la Uoc d'un module. Le résultat donne la position du défaut. L'endroit se situe en comptant le nombre de modules à partir du connecteur +.

4) Mesurer la tension Uoc entre le - du string et la terre.

Diviser la tension Uoc par la Uoc d'un module. Le résultat donne la position du défaut. L'endroit se situe en comptant le nombre de modules à partir du connecteur - et confirme l'endroit défini par l'étape précédente.

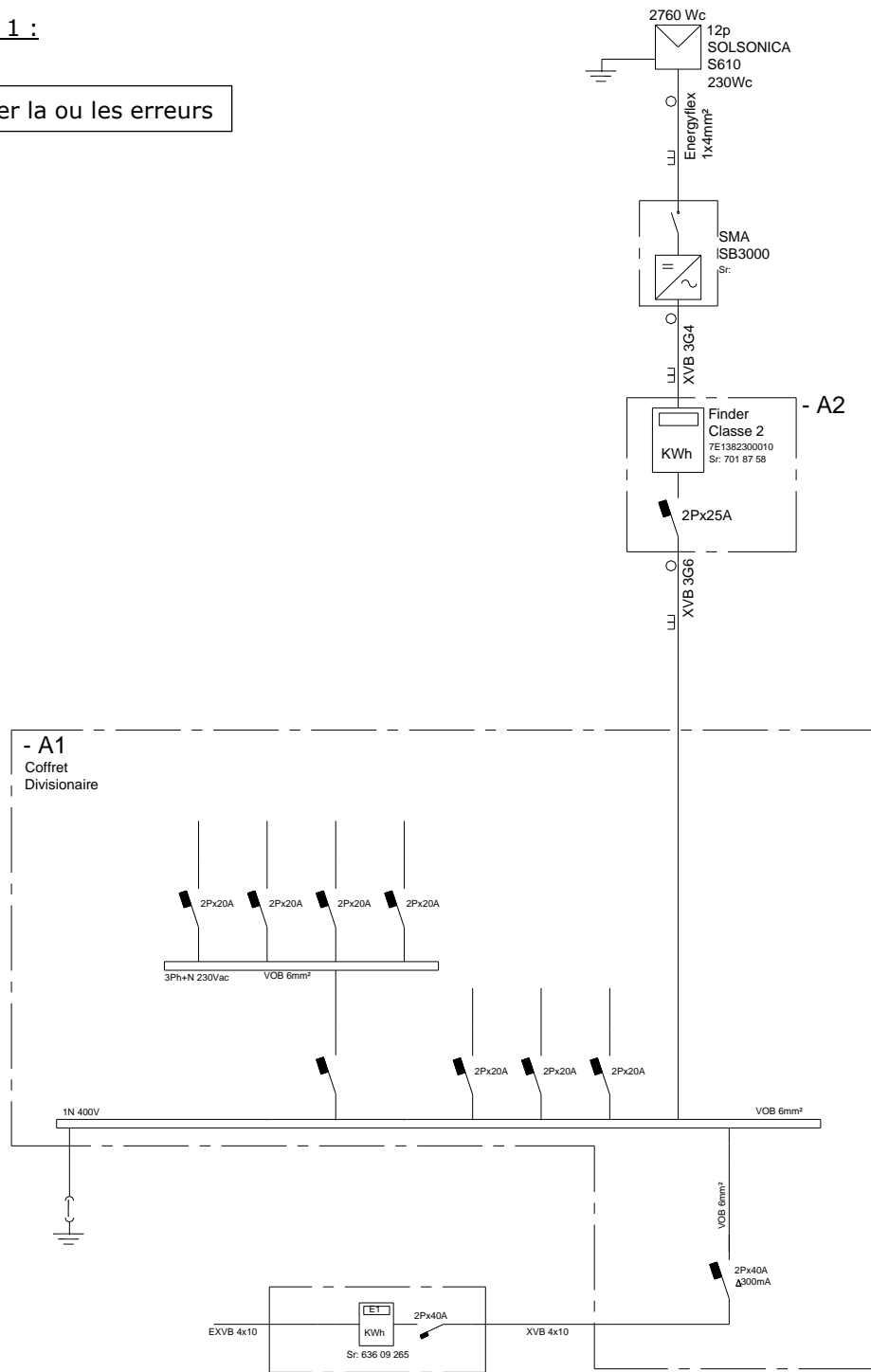
Exercices :

Ce point se veut une synthèse du volume 5 sous forme d'exercice.

Les quatre schémas des pages suivantes présentent des erreurs à la réalisation de l'installation. Pour chacune de ces situations, tentez de trouver la ou les erreurs.

Exemple 1 :

Trouver la ou les erreurs

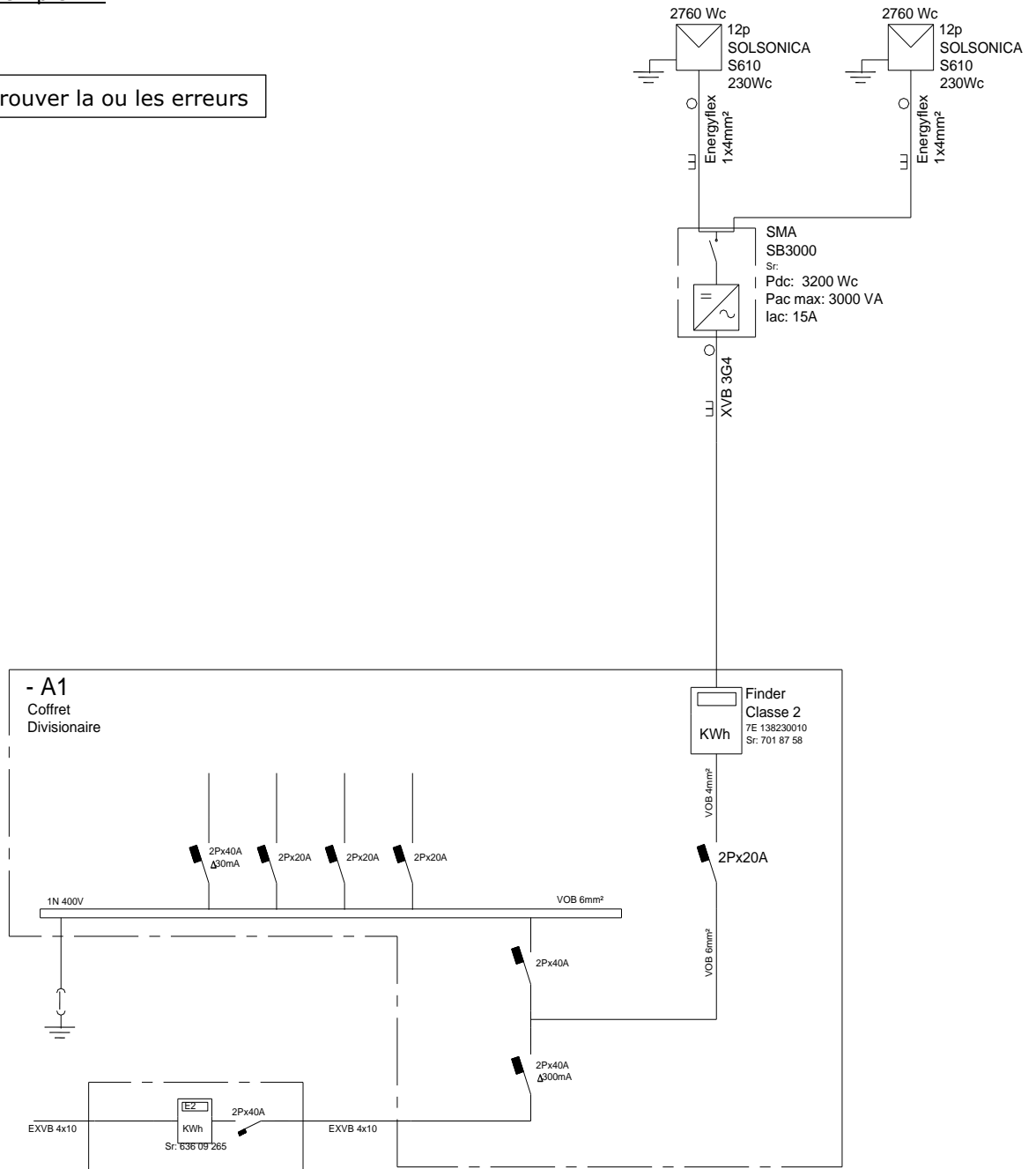


Solution :

.....

Exemple 2 :

Trouver la ou les erreurs



Solution :

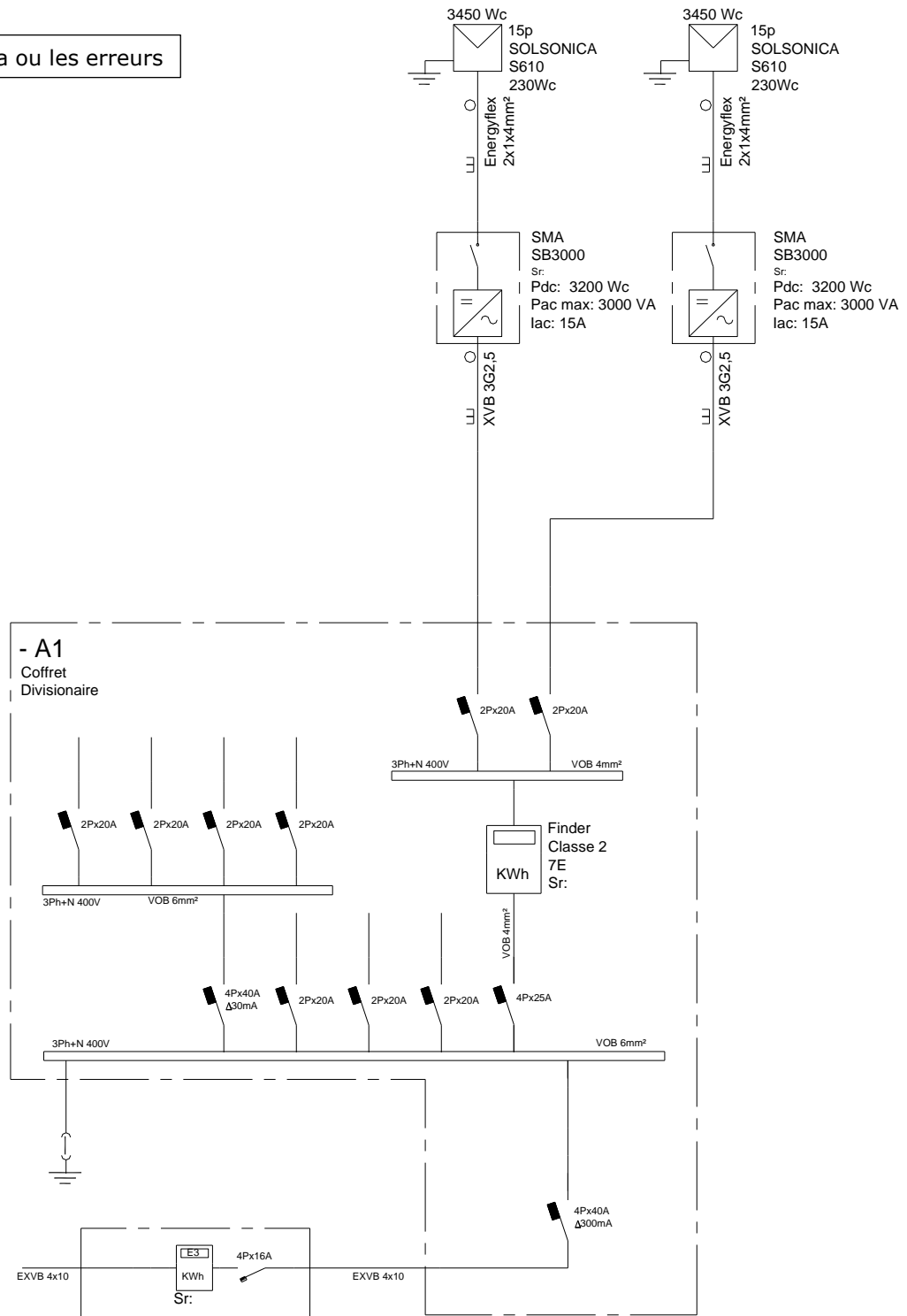
.....

.....

.....

Exemple 3 :

Trouver la ou les erreurs



Solution :

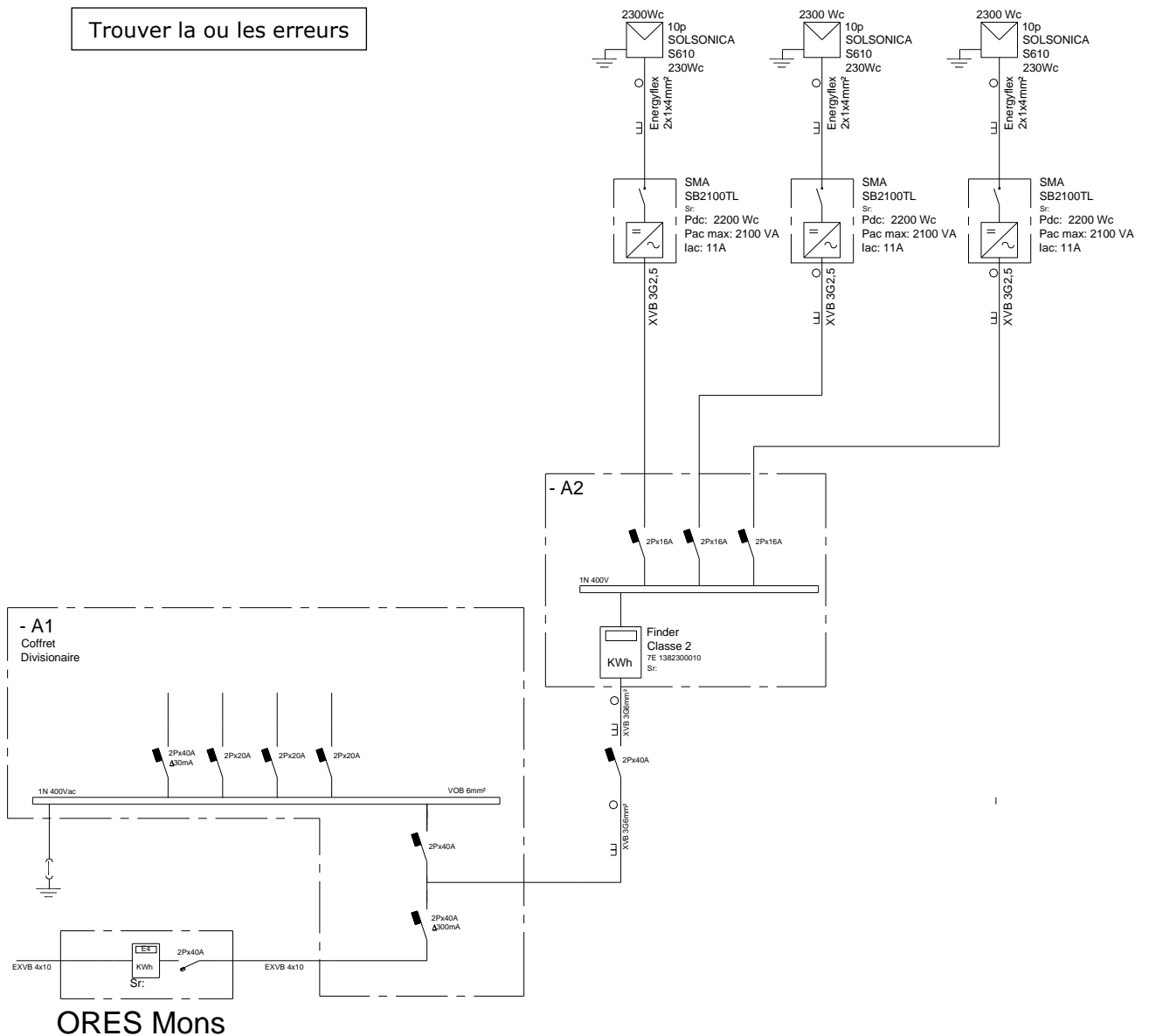
.....

.....

.....

Exercice 4 :

Trouver la ou les erreurs



Solution :

.....

Annexes :

Annexe 1 : Information et Assistance IPV (CSTC)

Annexe 2 : Techniques de fixation des capteurs solaires sur les toitures inclinées (CSTC)

Annexe 3 : Schémas électriques

Annexe 4 : Caractéristiques des câbles DC

Annexe 5 : Notice d’instruction pour l’utilisateur final

Annexe 6 : Check-list de mise en service

Annexe 7 : Check-list de maintenance

Annexe 8 : Check-list de mise en service vierge

Annexe 1 :

ISSN 0528-4880



NOTE D'INFORMATION TECHNIQUE

N° 263

UNE ÉDITION DU CENTRE SCIENTIFIQUE ET TECHNIQUE DE LA CONSTRUCTION

Décembre 2017



Montage des capteurs solaires
sur les toitures à versants

Annexe 2 :

Les techniques de montage des capteurs solaires sur les toitures inclinées permettent de s'adapter à la plupart des charpentes et couvertures existantes. Leur mise en œuvre exige cependant une attention et un soin particuliers afin d'assurer une bonne stabilité, d'éviter les problèmes d'étanchéité et de conserver à la toiture ses performances initiales. Des compétences spécifiques aux couvreurs sont indispensables dans la majorité des cas.

Les techniques de fixation des capteurs solaires sur les toitures inclinées

✎ X. Kuborn, *ir., chercheur, laboratoire 'Energie durable et technologies de l'eau', CSTC*
P. Van den Bossche, *ing., chef du laboratoire 'Energie durable et technologies de l'eau', CSTC*

1 INTRODUCTION

La technologie des capteurs solaires thermiques et photovoltaïques est connue depuis de nombreuses années. Toutefois, ce n'est que récemment que leur pose en toiture rencontre plus de succès, principalement grâce à l'essor du photovoltaïque. Une évolution rapide et une diversification des techniques s'est ainsi mise en marche, notamment en ce qui concerne les systèmes de fixation, afin de rendre possible ou de faciliter le montage sur le plus grand nombre de toitures. Il est important dès lors d'être attentif aux problèmes rencontrés par l'entrepreneur lors de l'installation de tels systèmes en toiture, qu'elle soit neuve ou existante. Une attention particulière sera par ailleurs accordée au montage sur des toitures anciennes, qui peuvent être vétustes et doivent être préalablement inspectées et éventuellement rénovées pour que leur durée de vie excède celle de l'installation solaire.

La qualité d'une installation est liée à chacune des étapes du projet, de la conception à la mise en œuvre en passant par le choix des matériaux et des accessoires. L'objectif d'une installation est généralement de produire un maximum d'énergie. La puissance installée est un facteur important, mais ne permet pas, à elle seule, d'estimer l'énergie produite : l'orientation et l'inclinaison des capteurs, leur rendement et leur durabilité, la présence d'ombres sont autant d'éléments dont il faut tenir compte. Au final, la qualité de la mise en œuvre permettra de garantir une durée de vie maximale à l'installation solaire et de limiter les interventions ultérieures. Elle permettra également de conserver les fonctions et les performances de la toiture.

Cet article passe en revue les techniques cou-

ramment utilisées pour la pose des capteurs solaires sur une toiture à versants et décrit les méthodes de fixation des capteurs en surimposition. La fixation des capteurs solaires sur les toitures plates a été abordée en 2010 dans Les Dossiers du CSTC [5]. Quant aux techniques utilisées sur des couvertures métalliques, elles ne sont pas étudiées dans cet article.

Les informations présentées ici sont valables en toute généralité pour les capteurs solaires thermiques et photovoltaïques.

2 INVENTAIRE DES TECHNIQUES DE MONTAGE

Sur une toiture inclinée, les capteurs solaires sont le plus souvent installés selon l'une des techniques suivantes :

- en surimposition
- en intégration
- en semi-intégration.

2.1 MONTAGE EN SURIMPOSITION

Les capteurs solaires montés en surimposition (ou rapportés à la couverture) sont placés au-dessus des éléments de couverture et n'ont pas de fonction d'étanchéité. Les espaces entre les capteurs et la couverture sont généra-

lement ouverts, ce qui induit une circulation de l'air et une ventilation de la sous-face des capteurs. Les capteurs sont le plus souvent assemblés sur des rails en aluminium, eux-mêmes solidement fixés aux éléments structuraux de la charpente par des pièces spécifiques (crochets, goujons, etc.). Cette technique est employée pour tout type de couverture; les éléments de fixation dans la charpente sont adaptés selon les cas afin de limiter les risques d'infiltration.

2.2 MONTAGE EN INTÉGRATION

Les capteurs solaires et leurs raccords avec la couverture remplacent tout ou partie de la couverture et doivent présenter des fonctions (étanchéité à la pluie, etc.) et des performances identiques à celle-ci (résistance au vent, à la neige, au froid, à la chaleur, protection contre le feu, etc.).

Deux modes de pose peuvent être envisagés :

- soit on a recours à de grands capteurs que l'on monte sur les lattes; dans ce cas, des raccords spécifiques (feuilles de zinc, cuivre, etc.) sont utilisés pour assurer l'étanchéité à la périphérie des capteurs (cf. figure 2 A et B, p. 2)
- soit on a recours à de petits capteurs que l'on place comme des éléments de couver-



Fig. 1 Montage des capteurs en surimposition.

Annexe 2 :

A. CAPTEURS THERMIQUES OCCUPANT UNE PETITE PARTIE DE LA TOITURE



B. CAPTEURS PHOTOVOLTAÏQUES OCCUPANT LA MAJEURE PARTIE DE LA TOITURE



C. CAPTEURS PHOTOVOLTAÏQUES INTÉGRÉS DANS UNE COUVERTURE EN TUILES



D. CAPTEURS PHOTOVOLTAÏQUES INTÉGRÉS DANS UNE COUVERTURE EN ARDOISES



Fig. 2 Intégration des capteurs dans une toiture inclinée.



Fig. 3 Capteurs photovoltaïques en semi-intégration sur des éléments de substitution en acier (source : Soalis, Wagner – Inter-PV).

EXIGENCES GÉNÉRALES RELATIVES AUX ÉLÉMENTS DE FIXATION

Les exigences suivantes sont d'application, quelle que soit la technique mise en œuvre :

- les éléments de fixation sont de préférence en acier inoxydable de type A2 (par exemple, EN : X5CrNi18-10; AISI/ASTM : 304) (*) ou en tout autre matériau présentant des propriétés de résistance à la corrosion et de résistance mécanique équivalentes. Dans les zones situées à moins de 3 km du bord de mer, il est recommandé d'utiliser un acier inoxydable de type A4 (par exemple, EN : X5CrNiMo17 12 2; AISI/ASTM : 316) (*) ou équivalent
- le nombre de fixations est calculé en fonction des charges appliquées et du comportement statique du système (rails, etc.)
- les éléments de fixation sont ancrés dans un élément structural de la charpente ou dans un élément suffisamment résistant, lui-même ancré dans un élément structural
- les éléments de fixation ne peuvent modifier la position ou l'emboîtement des éléments de couverture
- les éléments de fixation ne peuvent exercer de pression, permanente ou occasionnelle, sur la couverture
- le système de fixation ne peut altérer les fonctions et les performances de la toiture.

(*) Les aciers inoxydables A2 et A4 sont spécifiés dans la norme NBN EN ISO 3506-1 [2]. Entre parenthèses figure une des nuances correspondantes, dénommée selon la normalisation européenne (NBN EN 10088-1) [1] et selon la normalisation américaine (AISI et/ou ASTM).

2 | Les Dossiers du CSTC 2012/2.5

ture, y compris dans la manière de réaliser l'étanchéité (figure 2 C et D).

2.3 MONTAGE EN SEMI-INTÉGRATION

Cette technique, dite aussi intégration simplifiée au bâti, est principalement employée en France et est moins répandue en Belgique.

La couverture est remplacée, sous les capteurs solaires, par des éléments de substitution qui en reprennent toutes les fonctions (étanchéité à la pluie, etc.) et doivent présenter les mêmes performances (résistance au vent, à la neige, au froid, à la chaleur, protection contre le feu, etc.). Il est essentiel que l'eau de ruissellement qui transite par les éléments de substitution soit dirigée, à l'aide de raccords appropriés correctement mis en œuvre, vers le système d'évacuation des eaux de pluie, sans passer par la sous-toiture (cf. NIT 240, § 3.1.1) [4].

Les capteurs sont fixés sur les éléments de substitution par un système spécifique et n'ont aucun rôle d'étanchéité. Les joints entre les capteurs et les joints avec les éléments de substitution sont généralement ouverts, ce qui induit une circulation de l'air et une ventilation de la sous-face des capteurs.

2.4 AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DES DIFFÉRENTES TECHNIQUES

Une différence importante entre ces techniques réside dans la ventilation des capteurs. Des capteurs situés à l'extérieur de la toiture (en surimposition ou en semi-intégration) sont mieux ventilés. C'est un avantage pour les panneaux photovoltaïques car cela limite leur montée en température, améliore légèrement le rendement et diminue leur vieillissement. À l'inverse, c'est un inconvénient pour les capteurs thermiques qui sont davantage refroidis. En pratique, l'influence de la ventilation sur le rendement annuel de l'installation est relativement faible; on note une différence inférieure à 5 % dans le cas du photovoltaïque.

Les avantages et inconvénients des différentes techniques de montage sont présentés au tableau 1 (p. 3).

3 FIXATION MÉCANIQUE DES CAPTEURS EN SURIMPOSITION

Pour assurer la stabilité des capteurs solaires placés en surimposition, un certain nombre de points de fixation sont nécessaires en fonction des charges exercées sur les capteurs et du système d'ancrage employé. Des rails en aluminium sont généralement utilisés comme structure secondaire intermédiaire entre les capteurs et la charpente pour mieux répartir la charge et disposer de plus de liberté pour le



Annexe 2 :

Tableau 1 Avantages et inconvénients des différentes techniques de montage des capteurs solaires.

Technique	Avantages	Inconvénients
Surimposition	<ul style="list-style-type: none"> - Durabilité inchangée de la fonction d'étanchéité si les percements sont correctement réalisés. - Capteurs généralement faciles à remplacer (avec maintien de l'étanchéité). - Généralement moins cher que les autres systèmes. - Rendement estival légèrement supérieur pour le photovoltaïque. - Montage rapide à l'aide de goujons sur les couvertures en plaques ondulées. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aspect moins esthétique. - Charge ponctuelle sur la charpente au niveau des crochets. - Sur une toiture en tuiles ou en ardoises : soin et main-d'œuvre qualifiée pour le passage des crochets de fixation.
Intégration	<ul style="list-style-type: none"> - Aspect esthétique. - Economie de tuiles ou d'ardoises tant en construction neuve et qu'en cas de rénovation complète (*). - Petits capteurs : pas de prise au vent supplémentaire. 	<ul style="list-style-type: none"> - Combinaison de systèmes d'étanchéité de durabilité différente (durabilité des capteurs inférieure à celle des tuiles). - Grands capteurs : <ul style="list-style-type: none"> - généralement plus difficiles à remplacer - travail important et main-d'œuvre qualifiée pour la réalisation des raccords d'étanchéité (figure 2 A et B) - effet du vent important (à cause de l'étanchéité des joints entre capteurs). - Petits capteurs : <ul style="list-style-type: none"> - nombre important de connexions électriques - généralement plus chers que les autres systèmes.
Semi-intégration	<ul style="list-style-type: none"> - Economie de tuiles ou d'ardoises tant en construction neuve et qu'en cas de rénovation complète (*). - Prise au vent faible. 	<ul style="list-style-type: none"> - Quantité de travail importante : placement des panneaux de substitution et fixation des capteurs. - L'étanchéité des éléments de substitution doit être correctement réalisée afin d'éviter les infiltrations sur la sous-toiture en aval.

(*) L'avantage lié à l'économie de tuiles pour le montage en intégration et en semi-intégration doit être relativisé. En effet, ces systèmes peuvent présenter une durabilité inférieure à celle de la couverture et devront, le cas échéant, être remplacés plus souvent.

positionnement des points de fixation. Un système croisé de rails horizontaux et verticaux permet encore d'augmenter cette liberté, mais induit une hauteur d'implantation plus importante des capteurs par rapport à la couverture. Le dimensionnement du système de rails et du nombre de crochets n'est pas abordé dans cet article. Des feuilles de calcul sont généralement disponibles chez les fabricants pour les situations les plus fréquentes.

La technique de fixation utilisée dépend essentiellement du type de couverture. Deux cas sont présentés ci-après :

- plaques ondulées : fixation par goujons
- tuiles et ardoises : fixation par crochets.

3.1 COUVERTURE EN PLAQUES ONDULÉES

Les rails de fixation sont généralement ancrés à l'aide de goujons, qui remplacent certains tire-fonds utilisés initialement pour maintenir les plaques ondulées (figure 4 A). Pour des charpentes en bois, les goujons utilisés ont un diamètre supérieur à celui des tire-fonds, afin d'assurer une bonne prise du filet dans le trou initial. Comme pour les tire-fonds, l'étanchéité est assurée au sommet de l'onde par une rondelle souple résistant aux UV, comprimée par un écrou.

Pour effectuer une pose 'en portrait', un système de rails croisés est en général nécessaire.

Des rails spécifiques peuvent être directement fixés sur le sommet de l'onde (figure 4 B) afin de limiter la hauteur des capteurs par rapport à la couverture.

3.2 COUVERTURE EN TUILES ET EN ARDOISES

Des crochets sont habituellement utilisés pour réaliser la liaison mécanique entre les rails en aluminium sur lesquels sont fixés les capteurs et la charpente. Ces crochets passent dans le recouvrement entre deux rangées successives d'éléments de couverture.

Il existe différentes formes de crochets; ceux-ci doivent être adaptés à la couverture existante (épaisseur des lattes, des tuiles ou des ardoises) ou être confectionnés spécialement par l'entrepreneur. Des exemples de crochets sont présentés à la figure 5 (p. 4). Certains disposent d'un réglage de la hauteur de la patte de fixation à l'aide d'un boulon et d'un trou oblong (B). Des crochets plats sont disponibles pour les toitures en ardoises (C).

Des platines de fixation plus larges sont parfois employées afin d'ajuster la position du crochet par rapport à la tuile traversée. Le dé-

A. A L'AIDE DE GOUJONS



B. A L'AIDE DE RAILS SPÉCIFIQUES



Fig. 4 Fixation des capteurs solaires sur des plaques ondulées.



Annexe 2 :



Fig. 5 Différents types de crochets de fixation.

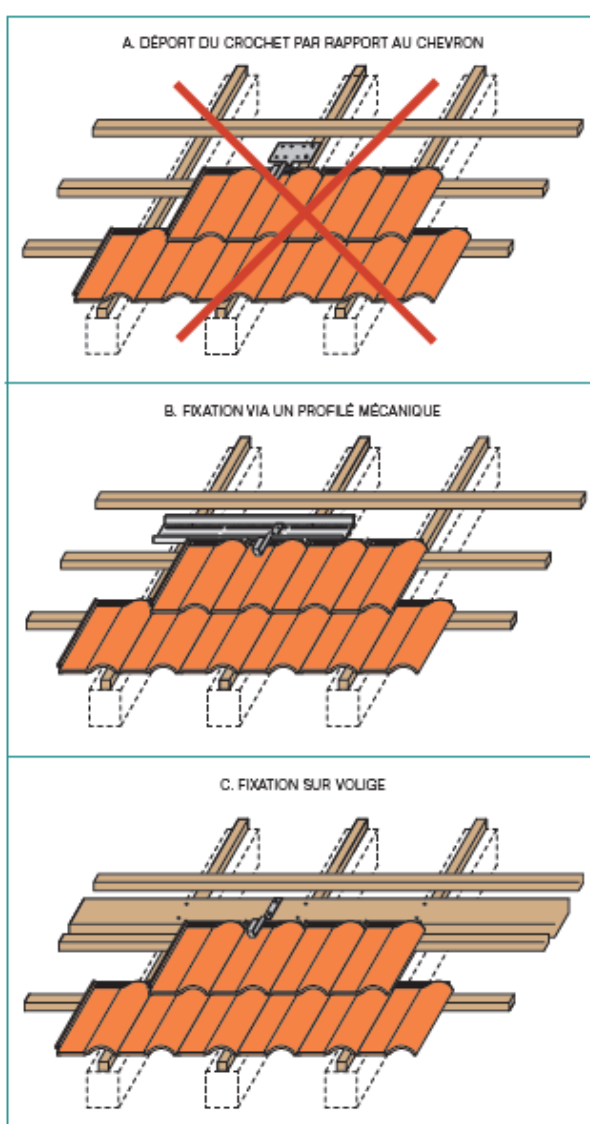


Fig. 6 Crochets avec platine de réglage.

port du crochet par rapport au chevron crée un bras de levier susceptible d’augmenter inutilement les sollicitations appliquées sur le crochet (figure 6 A). Cette technique de mise en œuvre, qui doit être utilisée en connaissance de cause, n’est donc pas recommandée. Des techniques de substitution sont présentées à la figure 6 B et C ainsi qu’au § 3.2.1.

3.2.1 FIXATION DANS LA CHARPENTE

Dans la plupart des cas, les crochets sont fixés directement dans la charpente, à travers la contre-latte (et la sous-toiture). Toutefois, lorsque les chevrons sont minces (38/175, par exemple), il faut veiller tout particulièrement au respect des règles de bonne pratique concernant le placement des vis et tire-fonds dans le bois (voir les Eurocodes et la NIT 243 [3]).

La présence d’une sous-toiture rigide rend malaisés le positionnement précis du chevron et le respect des tolérances dimensionnelles décrites. Il est préférable dans ce cas de fixer le crochet dans un profilé métallique, lui-même solidement fixé dans au moins deux chevrons successifs (figure 6 B). La multiplication des points de fixation du profilé dans les chevrons permet d’augmenter la sécurité de l’ancrage.

Le profilé doit être suffisamment résistant et rigide pour reprendre l’effort transmis par le crochet. La rigidité du profilé est adaptée à l’écartement des chevrons, qui peut atteindre 1 m. Une volige (min. 30/65) peut être utilisée à la place du profilé métallique; son épaisseur ne pourra toutefois être supérieure à celle de la latte, ce qui est généralement insuffisant pour fixer le crochet à l’aide de vis ou de tire-fonds; le crochet doit donc être boulonné. Pour faciliter la mise en œuvre, il est conseillé de boulonner le crochet sur la volige avant de fixer celle-ci à la charpente.

L’utilisation d’un profilé métallique ou d’une volige permet également de répartir la charge exercée par chaque crochet sur plusieurs chevrons, lorsque ceux-ci sont trop faibles individuellement. Elle donne en outre une grande liberté pour le positionnement des crochets par rapport aux tuiles, par exemple lorsque le sommet du cornet ou l’emboîtement entre deux tuiles se situe au droit du chevron (figure 6 C).

Lorsque l’isolation est placée au-dessus des chevrons (toiture type Sarking), on utilise des entretoises d’une longueur égale à l’épaisseur de l’isolant, et des vis adaptées pour assurer le serrage des crochets sur la structure portante de la toiture.

Annexe 2 :

3.2.2 COUVERTURE EN TUILES

Il existe une grande diversité de tuiles, tant du point de vue de leur taille et de leur forme que du matériau ou du type de recouvrement ou d'emboîtement. Toutes ne se prêtent pas avec la même facilité au montage des crochets de fixation.

Le respect des exigences énoncées dans cet article implique que, dans des conditions normales de service (charges de vent, de neige et poids

propre), les crochets ne peuvent exercer de pression sur la rangée de tuiles située en-dessous. Les crochets se déformant sous l'effet de la charge, il est essentiel de maintenir en permanence un espace suffisant entre le crochet et la tuile inférieure (figure 7). Une distance minimum de 5 mm est considérée comme suffisante en l'absence d'essai. Si la charge est trop importante (charge de neige en altitude, par exemple), on peut utiliser des crochets plus épais ou remplacer les tuiles situées sous les crochets par des tuiles en tôle (figure 8). Afin de ne pas

compromettre sa résistance près du talon, il est déconseillé d'amincir la tuile inférieure à cet endroit sensible pour créer l'espace suffisant.

Si la tuile supérieure repose sur le crochet, l'emboîtement n'est pas correctement réalisé et il existe un risque d'infiltration. Lorsque la forme de la tuile le permet, par exemple dans le cas d'une tuile plate avec un casse-goutte important, celui-ci est légèrement meulé pour permettre le passage du crochet (figure 9 A). Si le casse-goutte est trop petit, mais que la tuile est suffisamment épaisse, elle peut être amincie au droit du crochet (figure 9 B).

Lorsque la tuile est trop mince pour être meulée ou amincie sans dommage, la partie de la tuile qui repose sur le crochet est supprimée (figure 10, p. 6). La continuité de la couverture est alors interrompue et la tuile perd sa fonction d'étanchéité. Elle permet néanmoins d'assurer un bon emboîtement avec les tuiles adjacentes et doit être conservée. Un noquet ou une membrane synthétique est placée au-dessus du crochet et assure le recouvrement avec les deux tuiles latérales. Les noquets de plomb doivent être maintenus par une forme, sous peine de s'affaisser avec le temps.

Le meulage de la tuile est une opération délicate qui doit être réalisée soigneusement si l'on ne veut pas courir le risque de la fragiliser. Cette solution ne doit être envisagée que lorsque les autres options décrites plus haut ne donnent pas de résultats satisfaisants.

3.2.3 COUVERTURE EN ARDOISES

Les ardoises sont trop plates et trop fines pour permettre le passage d'un crochet entre deux rangées. Il est donc nécessaire d'adapter la couverture. La mise en œuvre des crochets est illustrée à la figure 11 (p. 7) et décrite ci-dessous :

- figure 11 A : un noquet (zinc, cuivre, plomb, synthétique, etc.) est fixé à l'emplacement du futur crochet; si le noquet est en plomb, il doit être soutenu en raison du fluage. Le crochet de fixation est ancré dans la charpente à travers le noquet, la latte et la contre-latte. Il faut veiller à ménager un espace suffisant entre le crochet et l'ardoise située en dessous (voir l'encadré en page 2 et le § 3.2.2)
- figure 11 B : les ardoises périphériques sont mises en place
- figure 11 C : un noquet est placé au-dessus du crochet et adapté à la forme de celui-ci pour améliorer l'étanchéité
- figure 11 D : les ardoises supérieures sont mises en place et sont adaptées, si nécessaire, pour contourner le crochet.

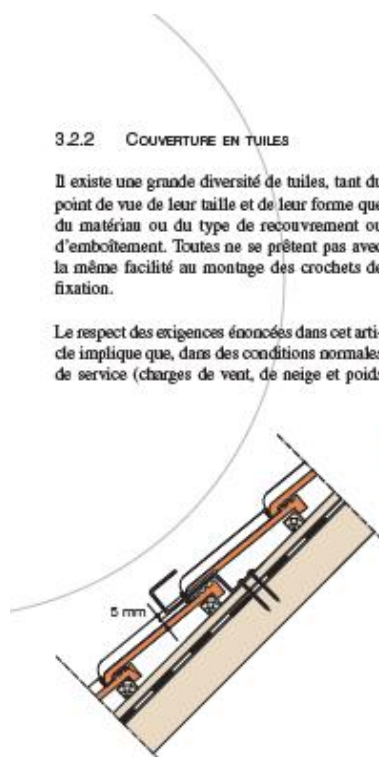


Fig. 7 A gauche : distance minimale entre le crochet et la tuile; en bas : crochet en appui sur la tuile inférieure.

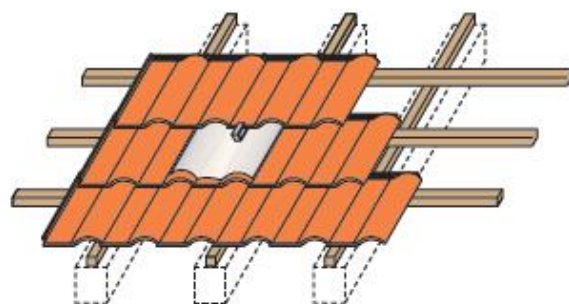


Fig. 8 Encadrement de la tuile par le crochet et tuile métallique sous le crochet de fixation.

A. CASSE-GOUTTE MEULÉ



B. TUILE AMINCIE



Fig. 9 Adaptation d'une tuile au passage du crochet.



CT Couvertures

Annexe 2 :

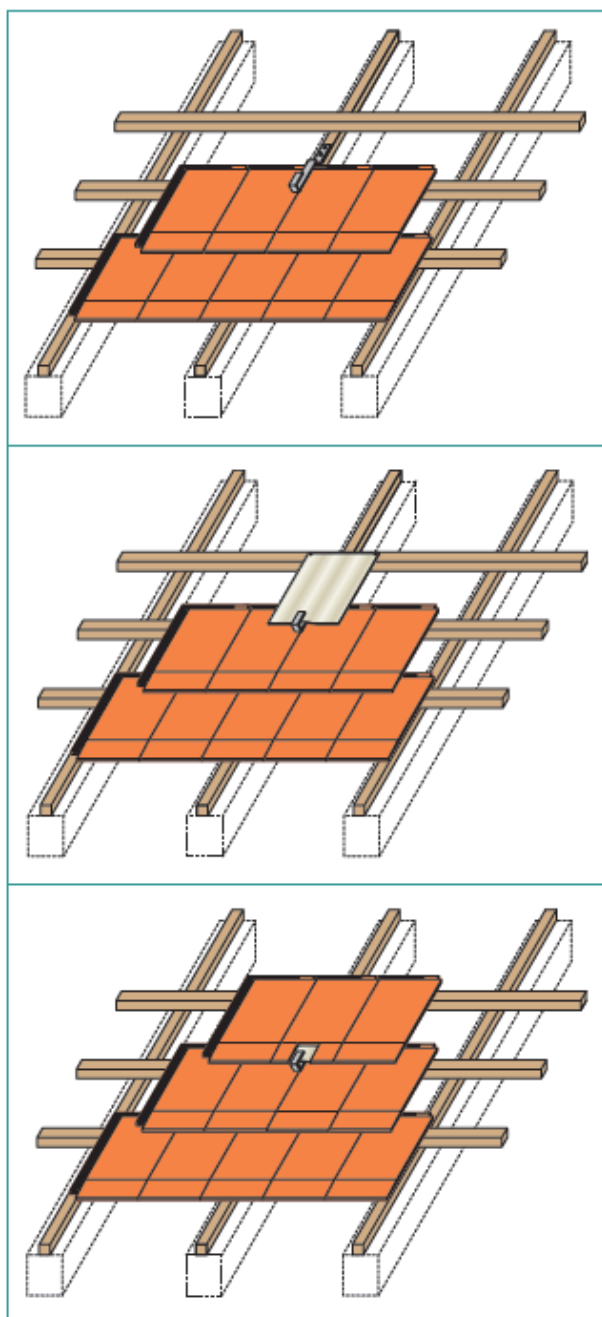


Fig. 10 Montage d'un crochet sur une couverture en tuiles minces.

4 CONCLUSION

Il existe de nombreux moyens de fixer les capteurs solaires sur une toiture inclinée. Dans tous les cas, la mise en œuvre des fixations demande une attention et un soin particuliers afin d'assurer une bonne stabilité des capteurs, d'éviter les problèmes d'étanchéité et de conserver à la toiture ses performances initiales. La mise en œuvre de tels systèmes demande des qualifications spécifiques au travail sur les couvertures. De plus, en cas d'utilisation de crochets de fixation sur des couvertures en tuiles ou en ardoises, une quantité de travail importante et un outillage spécifique sont nécessaires lorsqu'une adaptation des éléments de couverture s'impose. ■

BIBLIOGRAPHIE

1. Bureau de normalisation
NBN EN 10088-1 Aciers inoxydables.
Partie 1 : liste des aciers inoxydables. Bruxelles, Bureau de normalisation, 2005.
2. Bureau de normalisation
NBN EN ISO 3506-1 Caractéristiques mécaniques des éléments de fixation en acier inoxydable résistant à la corrosion. Partie 1 : vis et goujons. Bruxelles, Bureau de normalisation, 2010.
3. Centre scientifique et technique de la construction
Les revêtements de façade en bois et en panneaux à base de bois. Bruxelles, Note d'information technique, n° 243, décembre 2011.
4. Centre scientifique et technique de la construction
Toitures en tuiles. Bruxelles, Note d'information technique, n° 240, février 2011.
5. Mahieu E.
Spécificités de la pose d'installations de systèmes solaires sur toitures plates. Bruxelles, Les Dossiers du CSTC, n° 4, Cahier 7, 2010.



Annexe 2 :

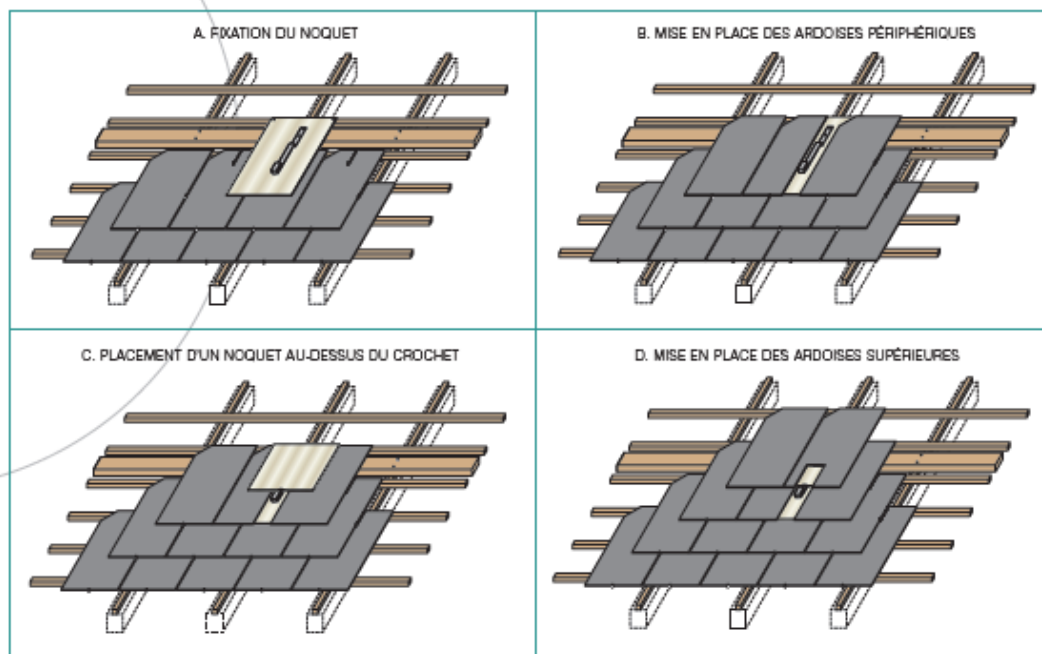
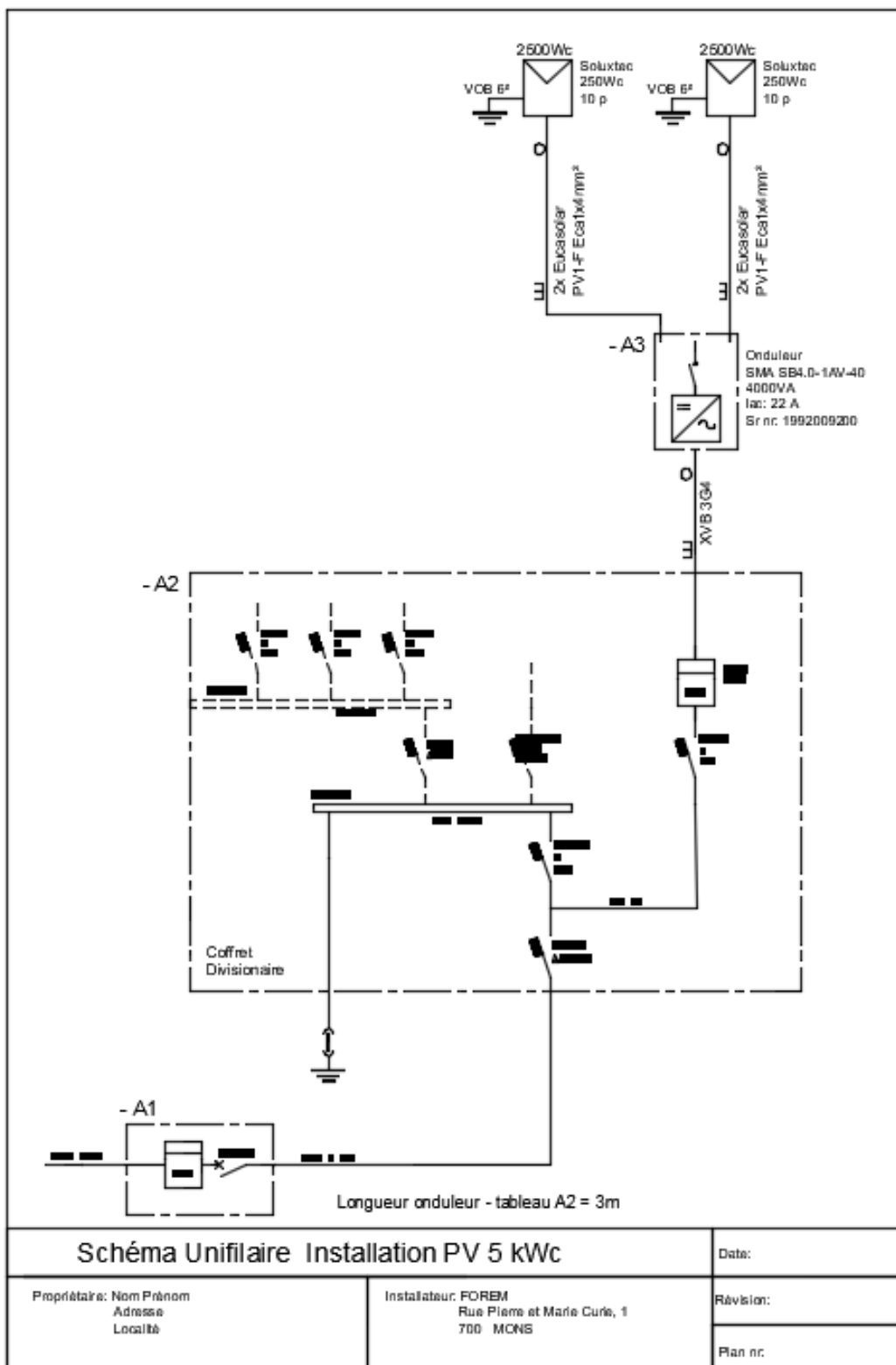


Fig. 11 Mise en œuvre d'un crochet de fixation pour panneaux solaires sur une couverture en ardoises.



Annexe 3 : schémas électriques



Annexe 4 : Caractéristiques des câbles DC feuille 1



LV POWER CABLES DATA SHEET Ed. 06/2017-10-16

Kabelwerk **EUPEN** AG
cable**EUCASOLAR PV1-F E_{ca}**

selon / volgens

2PFG 1169/08.07**TÜV****RoHS****EN 50575** CE

1

2

3

Construction

1. Conducteur : cuivre étamé, souple selon IEC/EN 60228 classe 5
2. Isolation : mélange polyoléfine réticulé exempt d'halogènes
Couleurs du fil : voir schéma de couleurs
3. Gaine extérieure : mélange spécial réticulé exempt d'halogènes, non propagateur de la flamme
Couleurs de la gaine : voir schéma de couleurs

Schéma de couleurs



* Versions standard
** sur demande

Applications

Câble d'énergie flexible, résistant aux intempéries. **Notre produit haut de gamme**, développé spécifiquement pour l'environnement exigeant des installations photovoltaïques. Le câble optimal pour relier les modules photovoltaïques entre eux, ainsi qu'à l'onduleur. Indiqué aussi bien pour les installations en toiture qu'au sol. Pose à l'extérieur, à l'intérieur de bâtiments ou dans des conduits. La pose directe (non protégée) dans le sol n'est pas indiquée. La double isolation permet l'utilisation dans des installations de sécurité classe II.

Caractéristiques techniques

- Température ambiante : -40 °C à +90 °C
- Température max. au conducteur : 120 °C (20000h) selon IEC/EN 60216-1
- Tension assignée U₀/U : AC 0,6/1 kV
- Tension assignée U₀/U : DC 0,9/1,5 kV
- Tension max. U_{max} : DC 1,8 kV (conducteur/conducteur, système non relié à la terre, circuit non chargé)
- Tension d'essai : AC 6,5 kV selon EN 50395
- Rayon de courbure min. : 4 x Ø
- Durée de vie > 25 ans selon IEC/EN 60216-1

Toutes les informations fournies sont données à titre indicatif et ne sont pas contractuelles et peuvent être sujettes à des modifications sans préavis.

ISO
Certified
Company

KABELWERK EUPEN AG - Malmedyer Straße 9 - 4700 EUPEN - BELGIUM Tel.: +32(0)87.59.70.00 - Fax : +32(0)87.59.71.00 - http://www.eupen.com

Opbouw

1. Geleider : vertind koper, soepel volgens IEC/EN 60228 klasse 5
2. Isolatie : halogeenvrij, vernet polyolefin-mengsel
Aderkleuren : zie kleurenschema
3. Buitenmantel : halogeenvrij, vernet special-mengsel, vlamvertragend
Mantelkleuren : zie kleurenschema

Kleurvarianten



* Standaard uitvoeringen
** op aanvraag

Toepassingen

Weerbestendige flexibele voedingskabel. **Ons premium-product**, speciaal ontworpen voor toepassing in de veeleisende omgeving van fotovoltaïsche installaties. De optimale verbinding tussen de zonnepanelen en tussen zonnepanelen en omvormer. Geschikt voor dak- en land systemen. Voor installatie in open lucht, in gebouwen en in buizen. Niet geschikt voor rechtstreekse plaatsing in de grond. Dubbel geïsoleerd en dus geschikt voor gebruik in installaties met beschermingsklasse II.

Technische gegevens

- Omgevingstemperatuur : -40 °C tot +90 °C
- Max. bedrijfstemperatuur aan de geleider : 120 °C (20000h) volgens IEC/EN 60216-1
- Nominale spanning U₀/U : AC 0,6/1 kV
- Nominale spanning U₀/U : DC 0,9/1,5 kV
- Maximale spanning U_{max} : DC 1,8 kV (geleider/geleider, niet geaard systeem, kring niet onder spanning)
- Test spanning : AC 6,5 kV volgens EN 50395
- Min. buigstraal : 4 x Ø
- Levensverwachting > 25 jaar volgens IEC/EN 60216-1

Alle gegevens zijn slechts ter indicatie en niet-bindend en kunnen worden gewijzigd zonder voorafgaande kennisgeving.

Annexe 4 : Caractéristiques des câbles DC feuille 2



LV POWER CABLES DATA SHEET Ed.06/2017-10-16

Kabelwerk **EUPEN** AG
cable**EUCASOLAR PV1-F E_{ca}****Propriétés particulières**

- Excellente résistance aux UV selon HD 605/A1
- Excellente résistance à l'ozone et aux intempéries selon EN 50396
- Excellente résistance aux acides et bases selon IEC/EN 60811-2-1
- Excellente résistance aux basses températures selon IEC/EN 60811-1-4
- Excellente résistance aux microbes
- Excellente résistance à l'ammoniaque
- Excellente résistance à l'huile et aux graisses
- Résistant à l'hydrolyse
- Faible absorption d'eau
- Excellente résistance à l'abrasion et à l'usure
- Facile à dénuder
- Comportement de tirage aisé
- Conducteur étamé prévenant la corrosion à la bretelle de raccordement et au point de branchement

Propriétés en cas d'incendie

- Faible opacité des fumées selon IEC/EN 61034
- Non propagateur de la flamme selon EN 60332-1-2 E_{ca} IEC 60332-1-2
- Exempt d'halogènes selon EN 50267-2-1, IEC/EN 60684-2
- Faible corrosivité des gaz de combustion selon EN 50267-2-2
- Faible toxicité des gaz de combustion selon NF X70-100-1+2

Bijzondere Eigenschappen

- Uitstekend UV-bestendig volgens HD 605/A1
- Uitstekend weer- en ozonbestendig volgens EN 50396
- Uitstekend zuur- en alkaliëbestendig volgens IEC/EN 60811-2-1
- Uitstekend koudebestendig volgens IEC/EN 60811-1-4
- Uitstekend mikrobestendig
- Uitstekend ammoniakbestendig
- Uitstekend bestendig tegen olie en vetten
- Hydrolysebestendig
- Geringe wateropname
- Hoge abrasie- en slijtagevastheid
- Eenvoudig stripbaar
- Gemakkelijk in te trekken
- Vertinde geleider, voorkomt corrosieproblemen aan de aansluiting- en verbinding contacten

Eigenschappen in geval van brand

- Lage rookontwikkeling volgens IEC/EN 61034
- Vlamvertragend volgens EN 60332-1-2 E_{ca} IEC 60332-1-2
- Halogeenvrij volgens EN 50267-2-1, IEC/EN 60684-2
- Lage corrosiviteit van brandgassen volgens EN 50267-2-2
- Lage toxiciteit van brandgassen volgens NF X70-100-1+2

Section Doorsnede mm ²	Diamètre extérieur Buitendiameter mm	Poids Gewicht kg/km	Résistance du conducteur à 20°C Geleiderweerstand bij 20°C Ω/km
4	5,1	53	5,09
6	5,8	75	3,39
10	7,5	130	1,95
16	8,5	185	1,24
25	9,8	268	0,795
35	10,9	363	0,565

Courant admissible**Toegelaten stroomsterkte**

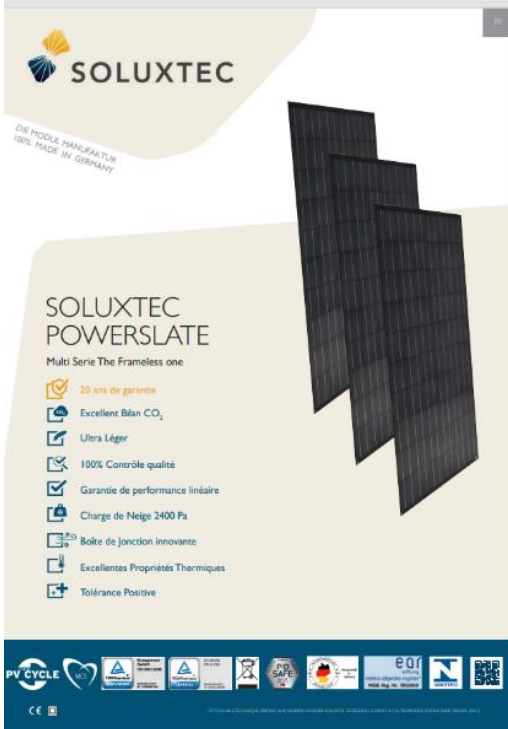
Section Doorsnede	Courant admissible suivant type de pose Stroomsterkte volgens de manier van installatie		
	1 câble à l'air libre 1 kabel vrij in lucht	1 câble sur une surface 1 kabel aan een muur	2 câbles adjacents sur une surface 2 kabels rakend aan een muur
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

Facteurs de correction en cas de variations de température**Korrektiefactoren voor verschillende omgevingstemperaturen**

Température ambiante Omgevingstemperatuur	Facteur de correction Korrektiefactor
jusqu'à 60 °C / tot 60 °C	1,00
70 °C	0,91
80 °C	0,82
90 °C	0,71
100 °C	0,58
110 °C	0,41

Facteurs réducteurs en cas d'accumulation
Voir IEC 60364-5-52 Tableau A.52-17Korrektiefactoren bij accumulatie
Zie IEC 60364-5-52 Tabel A.52-17ISO
Certified
CompanyKABELWERK EUPEN AG - Malmadyer Straße 9 - 4700 EUPEN - BELGIUM Tel: +32(0)87.59.70.00 - Fax: +32(0)87.59.71.00 - <http://www.eupen.com>

Annexe 5 : Notice d'Instruction pour l'utilisateur final

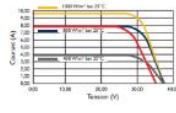


SOLUXTEC
Multi Serie The Frameless one

- 20 ans de garantie
- Excellent Bilan CO₂
- Ultra Léger
- 100% Contrôle qualité
- Garantie de performance linéaire
- Charge de Neige 2400 Pa
- Boîte de jonction innovante
- Excellentes Propriétés Thermiques
- Tolérance Positive

SOLUXTEC POWERSLATE
Multi Serie The Frameless one

I-V COURBES



PERFORMANCES ÉLECTRIQUES SOUS CONDITIONS STANDARD (1000 W/m², AM1.5)

Puissance maximale	Pmax	185	187	193	195
Tension en circuit ouvert	Voc	37,90	37,92	37,95	37,97
Courant de court-circuit	Isc	8,75	8,84	8,91	8,96
Tension nominale	Vmpo	30,40	30,60	30,80	31,05
Courant nominal	Impo	8,25	8,34	8,45	8,55
Efficacité	%	15,48	15,75	16,06	16,52

PERFORMANCES ÉLECTRIQUES SOUS NOCT (1000 W/m², AM1.5, T=20°C)

Puissance maximale	Pmax	185	187	193	195
Tension en circuit ouvert	Voc	34,70	34,80	34,90	35,20
Courant de court-circuit	Isc	7,12	7,14	7,20	7,27
Tension nominale	Vmpo	27,80	28,20	28,60	28,88

COEFFICIENTS DE TEMPÉRATURE

STC	-25°	Pondère de cellules 40
NOCT	45°	Technologie à couche polycristallin
TC hc	+0,022/WK	Dimensions cellule 156 x 156 mm
TC cell	-0,335/WK	Boîte de jonction IP 67, verticale
TC Prmp	-0,4405/WK	Connecteurs MCA
		Verre trempé-structure
		Épaisseur du verre 4,0 mm

CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES

Poids du Module	18,5 kg	Tension maximale du système	1000Vdc
Couleur noir / blanc		Classe de protection	classe A
Épaisseur totale	5,5mm	Température de fonctionnement	-40...+80
		Courant maximal inverse	16A

CERTIFICATIONS

IEC 61215
IEC 61730

GARANTIE DE PERFORMANCE

Linéaire
80,20% après 25 ans

GARANTIE PRODUIT

20 ans

TOLÉRANCE DE PUISSANCE

+1,5 % au 1er jour
PMax > Pmpo

Cette Notice technique répond aux normes en vigueur.
SOLUXTEC se réserve le droit à toutes modifications sans préavis.
* Classe AAA supérieur de mesure au Prmp de 10...30

www.soluxtec.eu

Instructions d'emploi
SUNNY BOY 3.0 / 3.6 / 4.0 / 5.0 / 6.0



FRANÇAIS 5Bxx-1AV-41-BE-fr-13 | Version 1.3

Annexe 6 : Check list de mise en service feuille 1



CHECK LIST DE MISE EN SERVICE

Date : 25/01/2013

Nom de l’opérateur :

Nr de série de l’onduleur : 2NB250113

Nom et adresse du client

M. Marcel DUPONT

Rue de la Grotte 11
4880 AUBEL

		Valeur mesurée	Valeur de Référence	
	Désignation			
1	Vérifier que l’interrupteur DC et le(s) disjoncteur(s) AC sont déclenchés	V		
2	Vérifier le bon repérage des équipements et symboles de dangers	V		
3	Vérification de la section des câbles DC	V		
4	Vérification de la U _{oc} DC string 1	320	329	VDC
5	Vérification de la U _{oc} DC string 2	néant		VDC
6	Vérification de la U _{oc} DC string 3	néant		VDC
7	Vérification des polarités String 1	V		
8	Vérification des polarités String 2	néant		
9	Vérification des polarités String 3	néant		
10	Connecter les câbles des strings en respectant les polarités	V		
11	Vérifier le calibre et le type d’interrupteur différentiel	2Px40 / A		A /
12	Vérifier le type de réseau et la tension à la sortie de l’interrupteur différentiel	1N 239	230	VAC
13	Vérifier la section de câble (fil) entre l’interrupteur différentiel et l’entrée du disjoncteur en aval	6		mm ²
14	Vérifier le calibre du disjoncteur raccordé à la sortie compteur d’énergie verte (EV)	2px15		A
15	Vérifier la UAC à l’entrée du disjoncteur situé entre le différentiel et le compteur d’EV	239	230	VAC
16	Vérification de la position du fil neutre	V		
17	Enclencher le disjoncteur	V		

Annexe 6 : Check list de mise en service feuille 2



CHECK LIST DE MISE EN SERVICE

18	Vérifier le calibre du disjoncteur situé entre le compteur d'EV et la sortie de l'onduleur	néant		A
19	Vérifier la tension de sortie UAC du disjoncteur situé entre le compteur d'EV et la sortie de l'onduleur	239	230	VAC
20	Vérification de la section du câble AC entre le disjoncteur et compteur d'EV	3g2,5		mm ²
21	Vérification de la section du câble AC entre compteur et l'onduleur	3g2,5		mm ²
22	Valeur de la résistance de dispersion de terre	13	≤30	Ω
23	Valeur de la R isolement	6000	≥500	kΩ
24	Vérifier le calibre et le type de compteur d'EV	10-32/		A /
25	Enclencher l'interrupteur DC	V		
26	Vérifier l'accrochage de l'onduleur sur le réseau	V		
27	Vérifier la U _{mpp}	240	250	V
28	Vérifier qu'il n'y a pas d'alarme ou message d'erreur	V		
29	Vérifier le bon fonctionnement du bouton test de l'interrupteur différentiel	V		
30	Vérifier le décrochage de l'onduleur sur défaut réseau	V		
31	Noter l'index du compteur énergie verte	2		kWh
32	Vérifier que le compteur du GRD décompte	V		
33	Noter le(s) index du compteur du GRD	4268		kWh

Annexe 7 : Check list de maintenance feuille 1



CHECK LIST DE MAINTENANCE



Date : 05 mars 2013

Nom de l'opérateur : Ets VOLTANET

Adresse d'intervention :

	Désignation		
	VERIFICATION DE BASE		
	Noter la valeur du compteur d'énergie verte et celle de l'onduleur.		kWh
	Vérifier la concordance entre la valeur du compteur vert et celle de l'onduleur (max 5% d'écart)		
	Vérifier la production en fonction de la position et de la puissance des modules		kWh
	Vérifier s'il y a des messages d'erreur et alarmes		
	Vérifier le fonctionnement du bouton test de l'interrupteur différentiel		
	Vérifier le décrochage de l'onduleur		
	Couper le disjoncteur AC		
	Enclencher l'interrupteur différentiel		
	Couper et cadenasser l'interrupteur DC		
	VERIFICATION VISUELLE GENERALE		
	Nettoyer le système de ventilation de l'onduleur		
	Déconnecter les câbles DC de l'entrée de l'onduleur		
	Pendant le nettoyage, vérifier la bonne fixation apparente des modules		
	Vérifier avec la brosse l'apparition ou non de mousse dans les joints inférieurs des cadres		
	Vérifier sous les modules (si possible) l'état et la fixation des câbles		
	Vérification visuelle générale des modules		
	Vérifier les zones d'ombre et leur bon entretien (arbres, cheminées, bâtiment)		
	Vérifier l'état général de la toiture (vous êtes parfois le seul à y passer !)		

Annexe 7 : Check list de maintenance feuille 2



	Remettre en service suivant la procédure de MES		
	SI DES MANQUEMENTS SONT CONSTATES LORS DE DES VERIFICATIONS DE BASE		
	MODULES SUR TOITURE		
	Vérifier l’ancrage des crochets, rails et modules		
	ONDULEUR		
	Vérifier la Uoc des strings 1		VDC
	Vérifier la Uoc des strings 2		VDC
	Vérifier la Uoc des strings 3		VDC
	Connecter les câbles des strings		
	Enclencher l’interrupteur DC		
	Enclencher le(s) disjoncteur(s) AC		
	Vérifier l’accrochage de l’onduleur sur le réseau		
	Vérifier la Ump		VDC
	Vérifier que le compteur du GRD décompte		
	Noter le(s) index du compteur du GRD		kWh
	Relever la Uoc de chaque string et la comparer avec la valeur de départ ou calculée		VDC

Annexe 8 : check list de mise en service vierge feuille 1


 Centre de
compétence
forem environnement

CHECK LIST DE MISE EN SERVICE

Date :

Nom de l'opérateur :

Nr de série de l'onduleur :

Nom et adresse du client

		Valeur mesurée	Valeur de Référence	
	Désignation			
1	Vérifier que l'interrupteur DC et le(s) disjoncteur(s) AC sont déclenchés			
2	Vérifier le bon repérage des équipements et symboles de dangers			
3	Vérification de la section des câbles DC			
4	Vérification de la U_{OC} DC string 1			VDC
5	Vérification de la U_{OC} DC string 2			VDC
6	Vérification de la U_{OC} DC string 3			VDC
7	Vérification des polarités String 1			
8	Vérification des polarités String 2			
9	Vérification des polarités String 3			
10	Connecter les câbles des strings en respectant les polarités			
11	Vérifier le calibre et le type d'interrupteur différentiel			A /
12	Vérifier le type de réseau et la tension à la sortie de l'interrupteur différentiel			VAC
13	Vérifier la section de câble (fil) entre l'interrupteur différentiel et l'entrée du disjoncteur en aval			mm ²
14	Vérifier le calibre du disjoncteur raccordé à la sortie compteur d'énergie verte (EV)			A
15	Vérifier la UAC à l'entrée du disjoncteur situé entre le différentiel et le compteur d'EV			VAC
16	Vérification de la position du fil neutre			
17	Enclencher le disjoncteur			

Annexe 8 : check list de mise en service vierge feuille 2



CHECK LIST DE MISE EN SERVICE

18	Vérifier le calibre du disjoncteur situé entre le compteur d'EV et la sortie de l'onduleur			A
19	Vérifier la tension de sortie UAC du disjoncteur situé entre le compteur d'EV et la sortie de l'onduleur			VAC
19	Vérifier la tension de sortie UAC du disjoncteur situé entre le compteur d'EV et la sortie de l'onduleur			VAC
20	Vérification de la section du câble AC entre le disjoncteur et compteur d'EV			mm ²
21	Vérification de la section du câble AC entre compteur et l'onduleur			mm ²
22	Valeur de la résistance de dispersion de terre			Ω
23	Valeur de la R isolement			kΩ
24	Vérifier le calibre et le type de compteur d'EV			A /
25	Enclencher l'interrupteur DC			
26	Vérifier l'accrochage de l'onduleur sur le réseau			
27	Vérifier la U _{mpp}			V
28	Vérifier qu'il n'y a pas d'alarme ou message d'erreur			
29	Vérifier le bon fonctionnement du bouton test de l'interrupteur différentiel			
30	Vérifier le décrochage de l'onduleur sur défaut réseau			
31	Noter l'index du compteur énergie verte			kWh
32	Vérifier que le compteur du GRD décompte			
33	Noter le(s) index du compteur du GRD			kWh