

UTE C15-712-2U, UTE C15-712-2

JUILLET 2013

www.afnor.org

Ce document est à usage exclusif et non collectif des clients STANDARDS WEBPORT. Toute mise en réseau, reproduction et rediffusion, sous quelque forme que ce soit, même partielle, sont strictement interdites.

This document is intended for the exclusive and non collective use of STANDARDS WEBPORT (Standards on line) customers. All network exploitation, reproduction and re-dissemination, even partial, whatever the form (harcopy or media), is strictly prohibited.



**DOCUMENT PROTÉGÉ
PAR LE DROIT D'AUTEUR**

Droits de reproduction réservés. Sauf prescription différente, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans accord formel.

Contacter :
AFNOR – Norm'Info
11, rue Francis de Pressensé
93571 La Plaine Saint-Denis Cedex
Tél : 01 41 62 76 44
Fax : 01 49 17 92 02
E-mail : norminfo@afnor.org

afnor

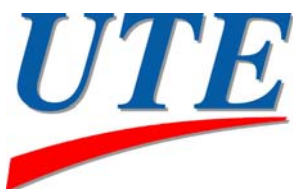
WEBPORT

Pour : VINCI Energies

le : 31/03/2020 à 19:14

Diffusé avec l'autorisation de l'éditeur

Distributed under licence of the publisher



UTE C 15-712-2

Juillet 2013

UNION TECHNIQUE DE L'ELECTRICITE

INSTALLATIONS ELECTRIQUES A BASSE TENSION

GUIDE PRATIQUE

Installations photovoltaïques autonomes non raccordées au réseau public de distribution avec stockage par batterie

Stand alone photovoltaic installations not connected to the public distribution
network with battery storage

AVANT-PROPOS

Le présent guide traite des installations photovoltaïques autonomes non prévues pour être raccordées à un réseau public de distribution.

Les dispositions du présent guide sont applicables aux ouvrages dont la date de dépôt de demande de permis de construire ou à défaut la date de déclaration préalable de travaux ou à défaut la date de signature du marché, ou encore à défaut la date d'accusé de réception de commande est postérieure au 1^{er} janvier 2014.

NOTE Le cas des installations photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution à basse tension fait l'objet du guide UTE C 15-712-1.

Le présent document a été élaboré par le Groupe de Travail GT15C « Protections électriques » de la Commission U15 « Installations électriques à basse tension » et approuvé par le Conseil Technique de l'Union Technique de l'Electricité le 25 juin 2013.



SOMMAIRE

1	Introduction.....	6
2	Domaine d'application	6
3	Références normatives	6
4	Définitions	9
5	Description des installations PV	12
6	Mise à la terre de l'installation	14
6.1	Schémas des liaisons à la terre de la partie utilisation a.c.....	14
6.2	Mise à la terre fonctionnelle d'une polarité de la partie générateur PV.....	14
6.3	Mise à la terre des masses et éléments conducteurs.....	14
7	Protection contre les chocs électriques.....	16
7.1	Généralités	16
7.2	Mesure de protection par TBTS ou TBTP sur la partie d.c.	16
7.3	Protection contre les contacts directs	16
7.4	Protection contre les contacts indirects.....	17
8	Protection contre les surintensités.....	19
8.1	Partie générateur PV.....	19
8.2	Partie distribution d.c.	23
8.3	Partie utilisation d.c.	24
8.4	Partie utilisation a.c.	24
8.5	Protection des circuits auxiliaires.....	24
9	Règles de couplage	25
10	Prévention contre la dégradation des installations photovoltaïques	26
11	Chute de tension.....	27
11.1	Généralités	27
11.2	Partie générateur PV.....	27
11.3	Partie utilisation a.c.	27
11.4	Partie distribution et utilisation d.c.	27
12	Sectionnement, commande et coupure	28
12.1	Sectionnement.....	28
12.2	Commande	28
12.3	Coupure d'urgence.....	28
12.4	Coupure pour intervention des services de secours	29
13	Protection contre les surtensions d'origine atmosphérique ou dues à des manœuvres	31
13.1	Généralités	31
13.2	Conditions d'installation des parafoudres.....	31
13.3	Protection contre les surtensions des installations sans paratonnerre.....	33
13.4	Règles complémentaires pour la protection contre les surtensions des installations avec paratonnerre.....	35
14	Choix et mise en œuvre des matériels	36
14.1	Généralités	36
14.2	Canalisations	36
14.3	Modules PV	38
14.4	Régulateur.....	38
14.5	Onduleur autonome.....	38
14.6	Batteries	39

14.7 Appareillage.....	42
14.8 Ensembles d'appareillages.....	43
14.9 Connecteurs.....	43
14.10 Parafoudres.....	44
15 Signalisation.....	46
15.1 Identification des composants.....	46
15.2 Etiquetage.....	46
15.3 Etiquetages spécifiques pour l'intervention des services de secours.....	47
16 Dossier Technique.....	50
17 Maintenance des installations photovoltaïques.....	51
17.1 Généralités.....	51
17.2 Types de maintenance et périodicité.....	51
17.3 Actions de maintenance.....	51
Annexe A - Calcul de U_{ocmax} et I_{scmax}	53
Annexe B (informative) - Câbles pour installations photovoltaïques – Valeurs des intensités admissibles.....	55
Annexe C - Niveaux kérauniques en France et dans les DOM.....	58
BIBLIOGRAPHIE.....	59
Figure 1 – Schéma de principe d'installation PV.....	13
Figure 2 – Exemples de mise en œuvre de la liaison équipotentielle.....	15
Figure 3 - Choix des protections contre les surintensités de la partie générateur PV.....	20
Figure 4 – Principe de calcul de la longueur L.....	32
Figure 5 – Exemple de mauvais câblage : boucle induite entre polarités.....	37
Figure 6 – Exemple de bon câblage : limitation des aires de boucles induites.....	38
Figure 7 – Mise en œuvre des parafoudres sur la partie générateur PV - Distance $d < 10$ m.....	45
Figure 8 – Mise en œuvre des parafoudres sur la partie générateur PV - Distance $d > 10$ m.....	45
Tableau 1 – Synthèse de la protection contre les contacts directs.....	17
Tableau 2 – Dimensionnement des dispositifs de protection des modules PV.....	21
Tableau 3 – Courants admissibles des câbles de chaînes PV.....	21
Tableau 4 – Dimensionnement des dispositifs de protection et des courants admissibles des câbles de groupes PV.....	22
Tableau 5 – Dimensionnement du dispositif de protection et du courant admissible du câble principal PV.....	23
Tableau 6 – Conditions d'installation des parafoudres côté générateur PV.....	32
Tableau 7 – Tension assignée de tenue aux chocs U_w	34
Tableau 8 : Etiquettes destinées aux dispositions pour intervention des services de secours.....	48
Tableau 9 : Etiquettes destinées aux dispositions pour intervention des services de secours (suite).....	49



Tableau A1 – Facteur de correction k pour les modules au silicium monocristallin et multicristallin	54
Tableau B1 – Courant admissible des câbles pour installations photovoltaïques pour une température maximale à l'âme de 90°C.....	55
Tableau B2 – Facteur de correction pour une température maximale à l'âme de 90°C.....	55
Tableau B3 – Courant admissible des câbles pour installations photovoltaïques pour une température maximale à l'âme de 120°C	56
Tableau B4 – Facteurs de correction pour une température maximale à l'âme de 120°C	56
Tableau B5 – Guide pour le choix de la section du conducteur en fonction de l'intensité transitée et des pertes pour une température maximale de l'âme de 90°C et 120°C	57

1 Introduction

L'usage de générateurs photovoltaïques s'accroît pour différentes raisons : génération d'électricité en des lieux difficilement accessibles par les réseaux publics de distribution ou génération d'énergie renouvelable.

Ce développement de l'usage de tels générateurs impose de préciser les règles de mise en œuvre qui sont l'objet du présent guide.

NOTE Dans la suite du texte l'abréviation « PV » est utilisée pour « photovoltaïque ».

L'application des présentes règles ne dispense pas de respecter les règlements administratifs auxquels certaines installations sont tenues de satisfaire.

2 Domaine d'application

Sont considérées dans le présent guide les installations PV autonomes avec stockage par batterie, non prévues pour être raccordées au réseau public de distribution.

Les installations hybrides mettant en œuvre d'autres sources, d.c. ou a.c., que le PV, sont considérées dans le présent guide.

NOTE Dans la suite du texte les abréviations « a.c. » et « d.c. » sont respectivement utilisées pour « courant alternatif » et « courant continu ».

Le présent guide précise les règles applicables pour la mise en œuvre d'installation PV à basse tension.

Seul le cas d'installations avec contrôleur de charge batterie non isolé est considéré.

Les dispositions du présent document sont également applicables aux installations qui ne comportent pas toutes les parties décrites au paragraphe 5.

3 Références normatives

L'application des présentes règles doit s'effectuer dans le respect des normes, du texte administratif en vigueur, ainsi que des règlements administratifs auxquels certaines installations sont tenues de satisfaire.

Le présent chapitre liste les textes normatifs cités dans le présent guide. Ils sont classés par numéro croissant, avec en premier les normes CEI, puis les normes NF EN (normes françaises européennes) puis les NF C (normes françaises) suivies des UTE C (guides d'application).

CEI 62109-1	Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques - Partie 1 : Exigences générales
NF EN 12101	Système pour le contrôle des fumées et de la chaleur
NF EN 50272-2 (C 58-272)	Règles de sécurité pour les batteries et les installations de batteries - Partie 2 : Batteries stationnaires
NF EN 50380 (C 57-201)	Spécifications particulières et informations sur les plaques de constructeur pour les modules photovoltaïques
NF EN 50521 (C 57-339)	Connecteurs pour systèmes photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais
NF EN 50539-11 (C 61-739-11)	Parafoudres basse tension - Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu - Partie 11: Exigences et essais pour parafoudres connectés aux installations photovoltaïques
NF EN 60269-6 (C 60-200-6)	Fusibles basse tension - Partie 6: Exigences supplémentaires concernant les éléments de remplacement utilisés pour la protection des systèmes d'énergie solaire photovoltaïque



NF EN 61046 (C 71-240)	Convertisseurs abaisseurs électroniques alimentés en courant continu ou alternatif par lampes à incandescence – Prescriptions générales et de sécurité
NF EN 61558-2-6 (C 52-558-2-6)	Sécurité des transformateurs, bobines d'inductance, blocs d'alimentation et produits analogues pour des tensions d'alimentation jusqu'à 1 100 V - Partie 2-6 : Règles particulières et essais pour les transformateurs de sécurité et les blocs d'alimentation incorporant des transformateurs de sécurité
NF EN 60664-1 (C 20-040-1)	Coordination de l'isolement des matériels dans les systèmes (réseaux) à basse tension Partie 1 : Principes, exigences et essais
NF EN 60904-3 (C 57-323)	Dispositifs photovoltaïques - Partie 3: Principes de mesure des dispositifs solaires photovoltaïques (PV) à usage terrestre incluant les données de l'éclairement spectral de référence
NF EN 60947-1 (C 63-001)	Appareillage à basse tension - Partie 1: Règles générales
NF EN 60947-2 (C 63-120)	Appareillage à basse tension - Partie 2: Disjoncteurs
NF EN 60947-3 (C 63-130)	Appareillage à basse tension - Partie 3 : Interrupteurs, sectionneurs, interrupteurs-sectionneurs et combinés-fusibles
NF EN 61215 (C 57-105)	Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre - Qualification de la conception et homologation
NF EN 61427 (C 58-427)	Accumulateurs pour les systèmes photovoltaïques (SPV) - Exigences générales et méthodes d'essais
NF EN 61439 (C 63-421)	Ensembles d'appareillages à basse tension
NF EN 61557-8 (C 42-198-8)	Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection - Partie 8: Contrôleurs d'isolement pour réseaux IT.
NF EN 61643-11 (C 61-740)	Parafoudres basse-tension - Partie 11: Parafoudres connectés aux systèmes de distribution basse tension - Prescriptions et essais
NF EN 61646 (C 57-109)	Modules photovoltaïques (PV) en couches minces pour application terrestre - Qualification de la conception et homologation
NF EN 61730-1 (C 57-111-1)	Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) - Partie 1: Exigences pour la construction
NF EN 61730-2 (C 57-111-2)	Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) - Partie 2: Exigences pour les essais
NF EN 62109-2 (C 57-409-2)	Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques - Partie 2 : Exigences particulières pour les onduleurs
NF EN 62262 (C 20-015)	Degrés de protection procurés par les enveloppes de matériels électriques contre les impacts mécaniques externes (Code IK)
NF EN 62305-1 (C 17-100-1)	Protection contre la foudre - Partie 1: Principes généraux
NF EN 62305-2 (C 17-100-2)	Protection contre la foudre - Partie 2: Evaluation du risque
NF EN 62305-3 (C 17-100-3)	Protection contre la foudre - Partie 3: Dommages physiques sur les structures et risques humains
NF EN 62509 (C 57-347)	Contrôleurs de charge de batteries pour systèmes photovoltaïques – Performance et fonctionnement
NF C 15-100	Installations électriques à basse tension
NF C 17-102	Protection contre la foudre - Protection des structures et des zones ouvertes contre la foudre par paratonnerre à dispositif d'amorçage



UTE C 15-712-2

– 8 –

- | | |
|-----------------|---|
| UTE C 15-400 | Guide pratique - Raccordement des générateurs d'énergie électrique dans les installations alimentées par un réseau public de distribution |
| UTE C 15-520 | Guide pratique - Canalisations - Modes de pose - Connexions |
| UTE C 32-502 | Guide pour les câbles utilisés pour les systèmes photovoltaïques |
| UTE C 61-740-52 | Parafoudres basse tension - Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu - Partie 52: Principes de choix et d'application - Parafoudres connectés aux installations photovoltaïques (en cours d'élaboration) |



4 Définitions

En complément des définitions de la norme NF C 15-100, les définitions suivantes s'appliquent au présent guide.

4.1

cellule PV

dispositif PV fondamental pouvant générer de l'électricité lorsqu'il est soumis à la lumière tel qu'un rayonnement solaire

4.2

module PV

le plus petit ensemble de cellules solaires interconnectées complètement protégé contre l'environnement

4.3

chaîne PV

circuit dans lequel des modules PV sont connectés en série afin de former des ensembles de façon à générer la tension de sortie spécifiée

4.4

groupe PV

ensemble mécanique et électrique intégré de chaînes et d'autres composants pour constituer une unité de production d'énergie électrique en courant continu.

4.5

boîte de jonction de groupe PV

enveloppe dans laquelle toutes les chaînes PV d'un groupe PV sont reliées électriquement et où peuvent être placés les dispositifs de protection éventuels

4.6

générateur PV

champ PV

ensemble de groupes PV, connectés en parallèle à un onduleur ou à un régulateur et associés à un même MPPT

4.7

boîte de jonction ou tableau de générateur PV

enveloppe dans laquelle tous les groupes PV sont reliés électriquement et où peuvent être placés les dispositifs de protection éventuels

4.8

câble de chaîne PV

câble reliant les chaînes PV à la boîte de jonction de générateur ou à la boîte de jonction de groupe PV

4.9

câble de groupe PV

câble reliant les boîtes de jonction de groupe PV à la boîte de jonction de générateur PV

4.10

câble principal PV

câble connectant la boîte de jonction de générateur PV au régulateur

4.11

onduleur d'injection

équipement de conversion injectant dans un réseau a.c. sous tension la puissance produite par un générateur photovoltaïque

4.12

onduleur autonome

équipement de conversion transformant la tension continue d'une batterie en une tension alternative de valeurs déterminées en tension et en fréquence

4.13

STC

conditions d'essai normalisées

conditions d'essais prescrites dans la NF EN 60904-3 (C 57-323) pour les cellules et les modules PV

4.14

tension en circuit ouvert

U_{ocSTC}

tension en conditions d'essai normalisées, aux bornes d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV non chargés (ouvert) ou aux bornes, partie courant continu, de l'équipement de conversion PV

4.15

tension à la puissance maximale

U_{mppSTC}

tension d'un module, d'une chaîne, d'un groupe, correspondant à la puissance maximale dans les conditions d'essai normalisées

4.16

tension PV maximale en circuit ouvert

U_{ocmax}

tension maximale en circuit ouvert d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV, ou d'un générateur PV

NOTE : Le calcul de U_{ocmax} est décrit en Annexe A

4.17

courant PV maximal en court-circuit

I_{scmax}

courant maximal en court-circuit d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV, ou d'un générateur PV

NOTE Le calcul de I_{scmax} est décrit en Annexe A

4.18

courant à la puissance maximale

I_{mppSTC}

courant d'un module, correspondant à la puissance maximale dans les conditions d'essai normalisées

4.19

courant de court-circuit

I_{scSTC}

courant de court-circuit d'un module, d'une chaîne, d'un groupe PV ou d'un générateur PV en conditions d'essai normalisées

4.20

courant inverse maximal

I_{RM}

valeur assignée de l'éventuel dispositif de protection contre les surintensités fournie par le fabricant du module

NOTE 1 Le module est testé à une valeur I_{TEST} égale à 135% de I_{RM} pendant 2 heures selon la norme NF EN 61730-2.

NOTE 2 La norme NF EN 50380 définit une valeur I_R différente de I_{RM} qui correspond à la tenue en courant inverse du module pendant 8 heures.

4.21

partie générateur PV

partie d'une installation PV située entre les modules PV et le régulateur

4.22

partie distribution d.c.

partie assurant l'interface entre la partie générateur PV, la batterie et les parties utilisation

4.23

partie utilisation a.c.

partie d'une installation PV située en aval des bornes à courant alternatif de l'onduleur autonome



4.24

partie utilisation d.c.

partie d'une installation PV située en aval de la partie distribution d.c.

4.25

maximum power point tracking

MPPT

méthode de pilotage interne à un onduleur d'injection ou un régulateur assurant la recherche du fonctionnement à puissance maximale

4.26

élément d'accumulateurs

ensemble d'électrodes et d'électrolyte constituant l'unité de base d'une batterie d'accumulateurs

4.27

batterie d'accumulateurs

plusieurs éléments d'accumulateurs ou de batteries monoblocs connectés en série et utilisés comme source d'énergie électrique

4.28

batterie monobloc

batterie d'accumulateurs dont les éléments sont assemblés dans un bac à plusieurs compartiments

4.29

régulateur

contrôleur de charge de batterie

dispositif électronique qui commande la charge et la décharge de la batterie dans une installation photovoltaïque. La fonction de contrôle de décharge peut être incluse sous la forme d'un sous-système au sein d'un autre produit.

5 Description des installations PV

Une installation photovoltaïque autonome se décompose en quatre parties :

- la partie générateur PV, s'étendant du champ photovoltaïque jusqu'aux bornes d'entrée du régulateur-chargeur de la batterie ;
- la partie distribution d.c., incluant toute la partie d.c. de l'installation, y compris le stockage d'énergie, à l'exception de la partie générateur PV ;
- la partie utilisation a.c., située en aval de l'onduleur ;
- la partie utilisation d.c. située en aval du convertisseur d.c. / d.c. et/ou contrôle de décharge.

Un exemple type d'architecture d'installation PV autonome est donné en Figure 1. Ce schéma n'est qu'un exemple et ne doit en aucun cas être utilisé comme référence. Par exemple, des installations de petite puissance sont réalisées sur la base d'un équipement regroupant différentes fonctions.

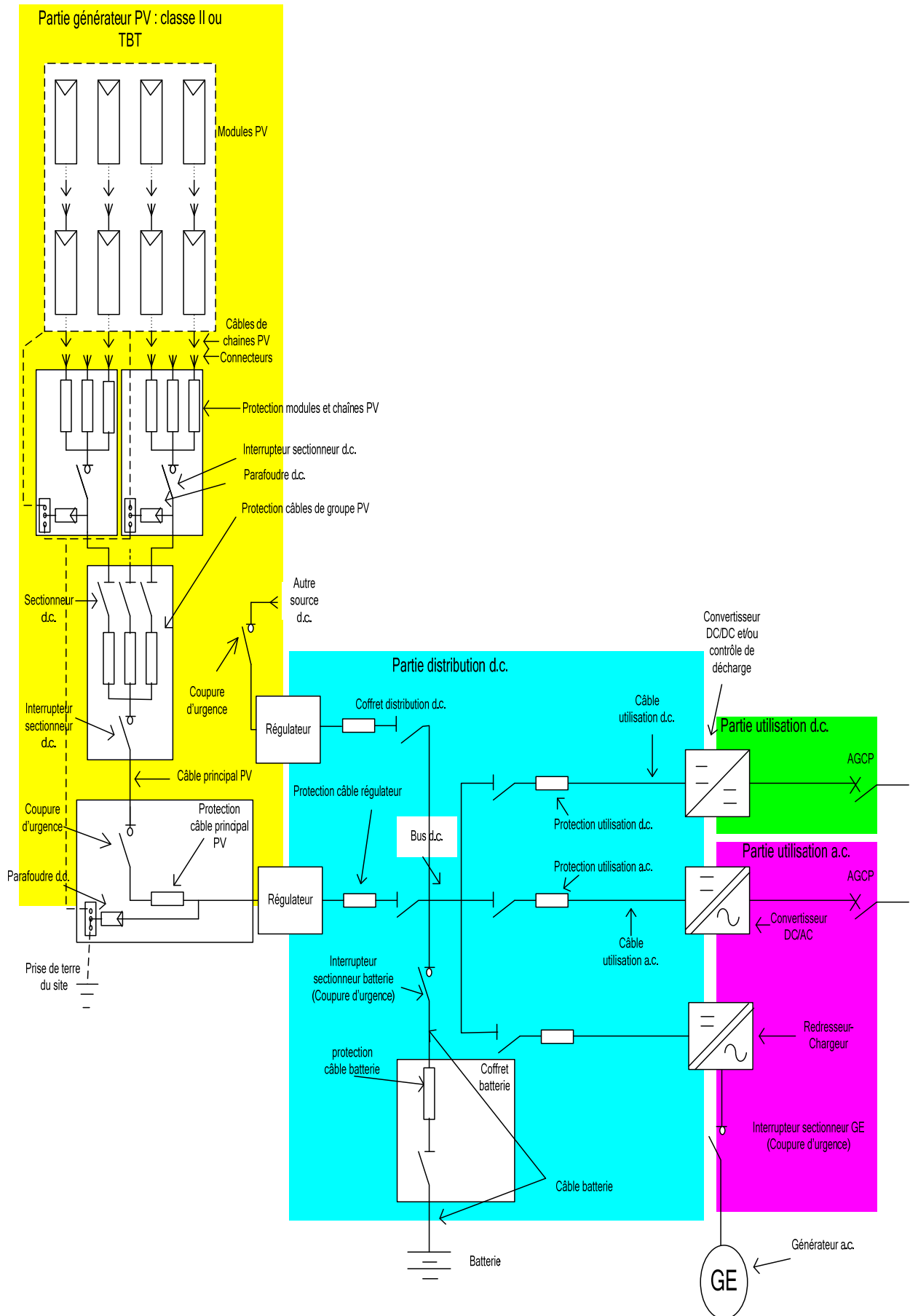


Figure 1 – Schéma de principe d'installation PV

6 Mise à la terre de l'installation

6.1 Schémas des liaisons à la terre de la partie utilisation a.c.

Un isolement galvanique entre la partie distribution d.c. et la partie utilisation a.c. est exigé. Il peut être intégré à l'onduleur ou être externe. Cette disposition :

- protège l'onduleur des conséquences d'un défaut d'isolement ;
- permet le libre choix du schéma des liaisons à la terre de la partie utilisation a.c.

Le schéma des liaisons à la terre est réalisé conformément aux exigences de la NF C 15-100.

Lorsque l'installation PV peut être couplée à un générateur autonome côté a.c., les principes à mettre en œuvre pour la coordination des schémas des liaisons à la terre doivent être équivalents à ceux du paragraphe 4.4 du guide UTE C 15-400.

Dans le cas où l'un des conducteurs actifs est relié directement à la terre, celui-ci doit être connecté au plus près de l'onduleur.

6.2 Mise à la terre fonctionnelle d'une polarité de la partie générateur PV

Dans la partie générateur PV, les dispositions de protection contre les contacts indirects ne font pas appel au principe des schémas de liaison à la terre. La partie générateur PV est réalisée selon les règles de la classe II ou isolation équivalente, ou en TBT.

Aucune polarité n'est reliée à la terre. Toutefois, pour des raisons fonctionnelles, une polarité peut être reliée à la terre seulement en TBT.

Dans ce cas, pour se prémunir contre d'éventuels défauts à la terre, une protection par coupure automatique dans le câble de mise à la terre, calibrée à environ 1 A, est exigée pour éliminer tout courant de défaut.

6.3 Mise à la terre des masses et éléments conducteurs

6.3.1 Partie générateur PV

Pour minimiser les effets dus à des surtensions induites, les armatures métalliques des modules et les structures métalliques supports (y compris les chemins de câbles métalliques) doivent être reliées à une liaison équipotentielle de protection elle-même reliée à la terre. Ces armatures et structures métalliques étant généralement en aluminium, il convient d'utiliser des dispositifs de connexion adaptés. Les conducteurs en cuivre nu ne doivent pas cheminer au contact de parties en aluminium. La mise en œuvre de la mise à la terre des armatures métalliques des modules PV est réalisée conformément aux prescriptions du fabricant.

La Figure 2 ci-dessous illustre des exemples de mise en œuvre.

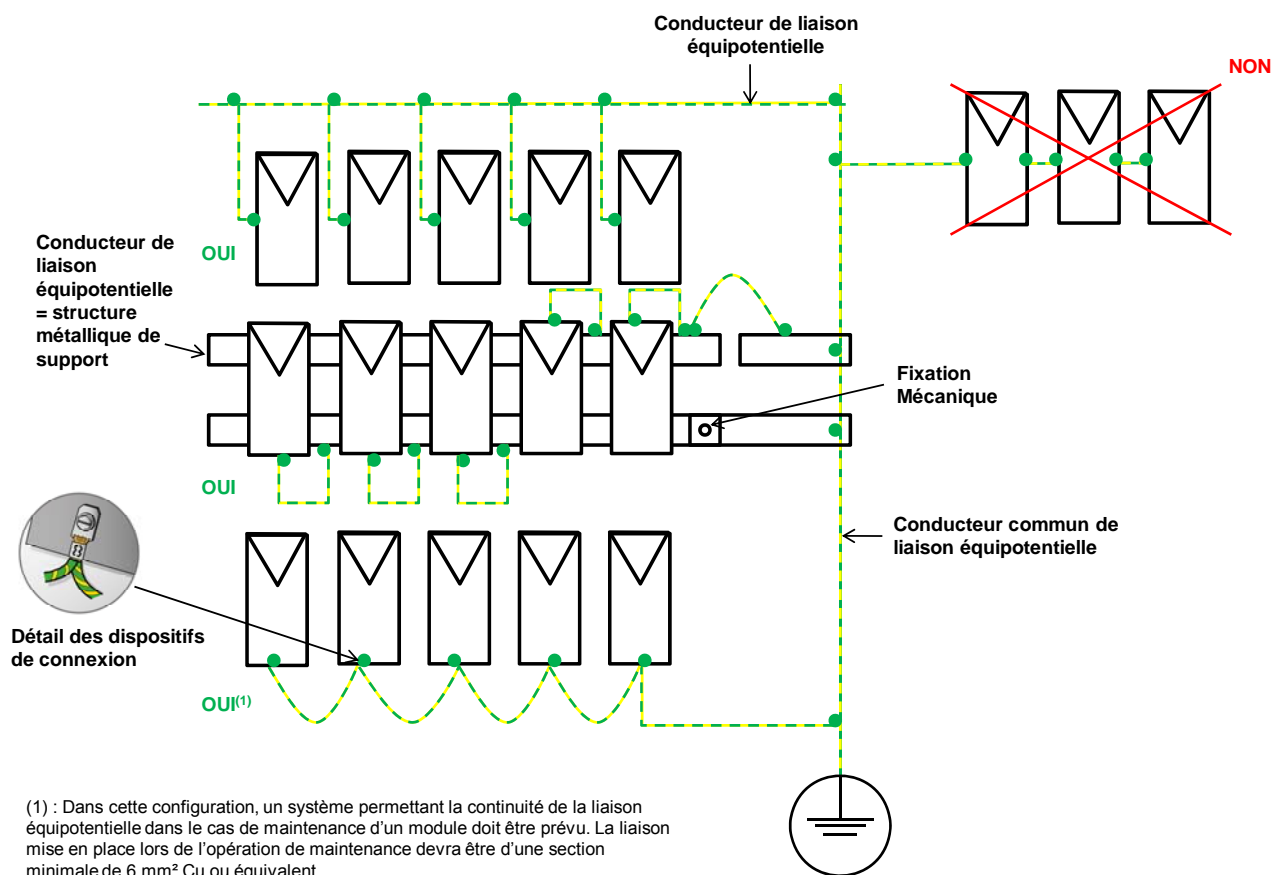


Figure 2 – Exemples de mise en œuvre de la liaison équipotentielle

NOTE Conformément à l'article 8.1 de la NF EN 61730-1, un module avec des parties conductrices accessibles qui forment l'armature du périmètre ou le système de montage, ou qui a une surface conductrice supérieure à 10 cm² accessible après l'installation doit avoir des dispositions pour la mise à la terre.

Ces masses et éléments conducteurs d'une installation PV doivent être connectés à la même prise de terre.

Les conducteurs de mise à la terre (isolés ou nus) ont une section minimale de 6 mm² cuivre ou équivalent. Les conducteurs isolés doivent être repérés par la double coloration vert-et-jaune.

6.3.2 Partie distribution d.c.

L'ensemble des masses du coffret batterie et du régulateur, à l'exception des masses des circuits TBTS ou TBTP, dans la partie distribution d.c., doit être relié à la terre par un conducteur de protection conformément au paragraphe 411.3.1.2 et à la partie 5-54 de la NF C 15-100.

6.3.3 Onduleurs

La masse de l'onduleur doit être reliée à la liaison équipotentielle par un conducteur de section minimale égale à 6 mm² Cu ou équivalent, et au conducteur de protection de l'installation.

7 Protection contre les chocs électriques

7.1 Généralités

Les matériels de l'installation courant continu doivent être considérés sous tension, même en cas de déconnexion de la batterie.

La tension courant continu à considérer pour le générateur PV est la tension U_{ocmax} .

La tension courant continu à considérer pour la partie distribution d.c. est la tension nominale de la batterie U_{dc} .

7.2 Mesure de protection par TBTS ou TBTP sur la partie d.c.

Les exigences de la TBTS ou TBTP sont décrites à l'article 414 de la NF C 15-100 et sont précisées ci-dessous :

- la tension U_{ocmax} est inférieure ou égale à 120 V ;
- la tension nominale de la batterie U_{dc} est inférieure ou égale à 120 V ;
- toute source d'énergie électrique côté alternatif, susceptible de fonctionner en parallèle avec l'onduleur, doit être connectée par l'intermédiaire d'un transformateur de sécurité conforme à la norme NF EN 61558-2-6 ou un convertisseur de sécurité conforme à la norme NF EN 61046, conformément à 414.3 de la NF C 15-100 ;
- en TBTP, une polarité de la partie distribution d.c. est reliée à la terre. Lorsqu'une mise à la terre fonctionnelle d'une polarité est nécessaire, cette mise à la terre est celle de la partie distribution d.c. ;
- la TBTS est interdite si la partie d.c. comporte une mise à la terre fonctionnelle d'une polarité.

Dans les cas où la mesure de protection par TBTS ou TBTP est interdite, les mesures de protection générales s'appliquent (isolation double ou renforcée).

7.3 Protection contre les contacts directs

7.3.1 Généralités

Tous les points de connexions nécessaires à la réalisation d'une chaîne PV dont la tension U_{ocmax} est supérieure à 60 V, doivent être assurés par des connecteurs y compris à ses extrémités.

Ces connecteurs doivent être conformes à la norme NF EN 50521.

7.3.2 Cas de l'installation en BT

Les matériels électriques doivent faire l'objet d'une disposition de protection par isolation des parties actives ou par enveloppe.

Les armoires ou coffrets contenant des parties actives accessibles doivent pouvoir être fermés soit au moyen d'une clef, soit au moyen d'un outil, à moins qu'ils ne soient situés dans un local où seules des personnes averties ou qualifiées peuvent avoir accès.

Lorsque les armoires ou coffrets ne sont pas situés dans un local où seules des personnes averties ou qualifiées peuvent avoir accès, une protection contre les contacts directs doit être assurée lorsqu'une porte d'accès est ouverte en utilisant du matériel possédant par construction ou par installation, au moins le degré de protection IP2X ou IPXXB.

7.3.3 Cas de l'installation en TBTS et TBTP

Lorsque la tension nominale du circuit TBTS est inférieure ou égale à 25 V valeur efficace en courant alternatif ou 60 V en courant continu lisse, la protection contre les contacts directs par isolation des parties actives ou par enveloppe n'est pas nécessaire.



Lorsque la tension nominale du circuit TBTP est inférieure ou égale à 12 V valeur efficace en courant alternatif ou 30 V en courant continu lisse, la protection contre les contacts directs par isolation des parties actives ou par enveloppe n'est pas nécessaire.

Tableau 1 – Synthèse de la protection contre les contacts directs

Tension continue	$U_{ocmax} \leq 30 \text{ V}$	$30 < U_{ocmax} \leq 60$	$60 < U_{ocmax} \leq 120$
Tension alternative	$U_{ocmax} \leq 12 \text{ V}$	$12 < U_{ocmax} \leq 25$	$25 < U_{ocmax} \leq 50$
TBTS Protection contre les contacts directs	Non nécessaire	Non nécessaire	Nécessaire
TBTP Protection contre les contacts directs	Non nécessaire	Nécessaire	Nécessaire

7.4 Protection contre les contacts indirects

7.4.1 Généralités

Les règles de protection contre les contacts indirects sont celles énoncées dans la partie 4-41 de la NF C 15-100.

La partie générateur PV est caractérisée par la tension U_{ocmax} . La partie distribution d.c. est caractérisée par la tension U_{dc} .

7.4.2 Parties d.c.

7.4.2.1 Généralités

Les parties d.c. sont protégées selon l'une des mesures suivantes :

- protection par TBTS ou TBTP sur l'ensemble des parties d.c. ;
- Isolation double ou renforcée sur la partie générateur PV selon les dispositions de l'article 412 de la NF C 15-100 et schéma de liaison à la terre TN ou IT sur la partie distribution d.c.

7.4.2.2 Partie distribution d.c. en schéma TN

Ce cas s'applique lorsque l'une au moins des tensions U_{ocmax} ou U_{dc} est supérieure à 120 V, ou bien lorsque ces tensions U_{ocmax} et U_{dc} sont inférieures à 120 V mais qu'il existe d'autres sources de tension supérieure à la TBT reliées au bus d.c. par des convertisseurs sans transformateur de sécurité.

Les dispositions du présent guide ne permettent pas de mettre en œuvre ce schéma de liaison à la terre.

7.4.2.3 Partie distribution d.c. en schéma IT

Ce cas s'applique lorsque l'une au moins des tensions U_{ocmax} ou U_{dc} est supérieure à 120 V, ou bien lorsque ces tensions U_{ocmax} et U_{dc} sont inférieures à 120 V mais qu'il existe d'autres sources de tension supérieure à la TBT reliées au bus d.c. par des convertisseurs sans transformateur de sécurité.

Dans ce mode de protection, la partie générateur PV doit présenter une isolation double ou renforcée, selon les dispositions de l'article 412 de la NF C 15-100.

Sur la partie distribution d.c. :

- aucune des polarités ne doit être reliée à la terre ;
- un contrôleur permanent d'isolement doit être mis en œuvre.

La protection des personnes contre les contacts indirects est assurée à l'origine de chaque circuit par des dispositifs de protection contre les surintensités placés sur chaque polarité. Ces dispositifs de protection doivent être installés dans une enveloppe présentant une isolation double ou renforcée.

7.4.3 Partie utilisation a.c.

La protection contre les contacts indirects est assurée :

- par isolation double ou renforcée ;
- par séparation électrique (voir article 413 de la NF C15-100) ;
- ou par coupure automatique de l'alimentation, selon l'une des mesures suivantes :
 - en schéma TT par coupure au premier défaut ;
 - en schéma TN par coupure au premier défaut ;
 - en schéma IT par coupure au second défaut.

En schéma TN ou IT, du fait de la présence de sources ayant une faible puissance de court-circuit, la protection contre les contacts indirects est assurée par dispositifs à courant différentiel résiduel (DDR).

Dans le cas des locaux d'habitation, le schéma de la partie utilisation a.c. doit être de type TN-S ou TT.

Dans le cas du couplage de sources externes sur la partie utilisation a.c., la présence simultanée de plusieurs mises à la terre des conducteurs neutres des sources est interdite.

Des dispositions doivent être mises en œuvre pour éviter l'échauffement excessif des conducteurs neutres lié à la circulation de courants harmoniques de rang 3 et multiples de 3, notamment en présence de générateurs tournants.



8 Protection contre les surintensités

8.1 Partie générateur PV

8.1.1 Généralités

La Figure 3 ci-dessous récapitule les opérations à mener pour choisir les dispositifs de protection contre les surintensités et pour dimensionner les câbles de la partie générateur PV.

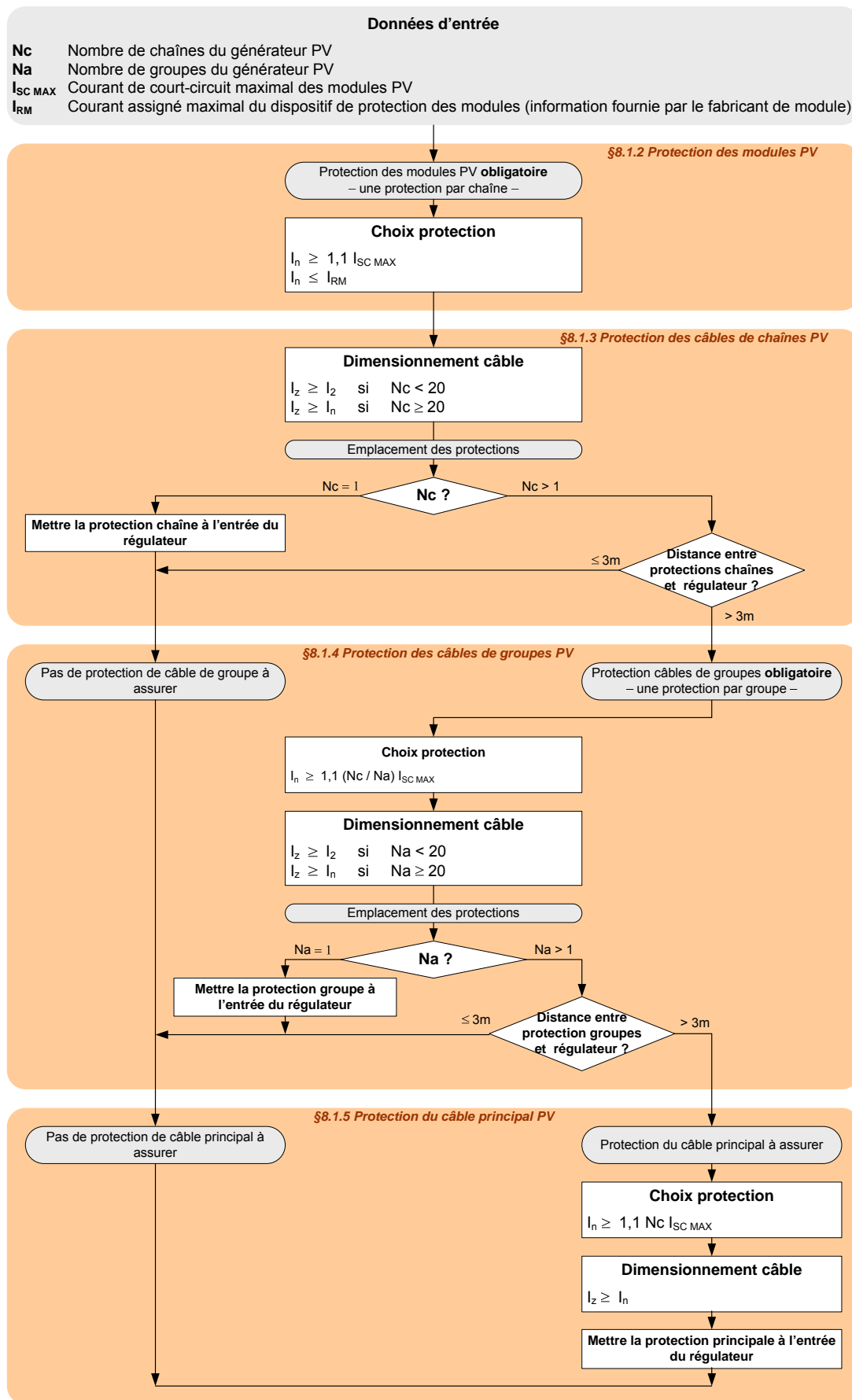


Figure 3 - Choix des protections contre les surintensités de la partie générateur PV



8.1.2 Protection des modules PV

Chaque chaîne PV doit être protégée par un dispositif de protection contre les surintensités pour prendre en compte les éventuels courants inverses dus aux chaînes en parallèle, et le cas où le dispositif anti-retour du régulateur est inopérant.

Si le générateur PV est constitué d'une seule chaîne, le courant inverse maximal circulant dans la chaîne en défaut est le courant de court-circuit fourni par la batterie.

Si le générateur PV est constitué de N_c chaînes, le courant inverse maximal circulant dans la chaîne en défaut est la somme du courant de court-circuit I_{defbat} fourni par la batterie et des courants fournis par les autres chaînes en parallèle.

Le dimensionnement des dispositifs de protection des chaînes PV se fait à l'aide du Tableau 2.

Tableau 2 – Dimensionnement des dispositifs de protection des modules PV

Nc Nombre de chaînes du générateur	Np Nombre de chaînes par dispositif de protection	Courant inverse maximal dans une chaîne	I_n Courant assigné des dispositifs de protection
1	1	I_{defbat}	$I_n \geq 1,1 I_{\text{scmax}}$ $I_n \leq I_{\text{RM}}$
Nc > 1	1	$(N_c - 1) I_{\text{scmax}} + I_{\text{defbat}}$	

8.1.3 Protection des câbles de chaînes PV

Le dimensionnement des câbles de chaînes PV se fait à l'aide du Tableau 3 en prenant en compte le dimensionnement du dispositif de protection des modules PV adopté dans la partie 8.1.2.

Tableau 3 – Courants admissibles des câbles de chaînes PV

Nc Nombre de chaînes du générateur	Np Nombre de chaînes par dispositif de protection	I_n Courant assigné des dispositifs de protection	I_z Courant admissible des câbles de chaînes
1	1	déterminé par le Tableau 2	$I_z \geq I_2$
Nc > 1	1		$I_z \geq I_2$ si $N_c < 20$ $I_z \geq I_n$ si $N_c \geq 20$

NOTE Pour les disjoncteurs conformes à la norme NF EN 60947-2, le courant conventionnel de fonctionnement I_2 est pris égal à $1,3 I_n$. Pour les fusibles gPV, le courant I_2 est pris égal à $1,45 I_n$.

La détermination du courant admissible des câbles de chaînes est fonction du risque d'occurrence d'une surcharge prolongée à un niveau de courant compris entre I_n et I_2 :

- Pour $N_c < 20$, le risque d'occurrence est considéré significatif. La condition 1b du paragraphe 433.1 de la NF C15-100 n'est pas applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I_2 .
- Pour $N_c \geq 20$, le risque d'occurrence n'est pas considéré significatif. La condition 1b du paragraphe 433.1 de la NF C15-100 est applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I_n .

Le choix final du courant admissible des câbles de chaînes PV doit tenir compte des différents facteurs de correction définis dans la partie 5-52 de la NF C15-100.

Pour une installation avec une seule chaîne PV ($N_c = 1$), son dispositif de protection doit être installé à proximité (à moins de 3 mètres) de l'entrée PV du régulateur.

Pour une installation avec plusieurs chaînes PV ($N_c > 1$), si les dispositifs de protection des chaînes sont à proximité (à moins de 3 mètres) de l'entrée PV du régulateur, un dispositif de protection du câble de groupe n'est pas nécessaire.

8.1.4 Protection des câbles de groupes PV

Chaque câble de groupe PV doit être protégé par un dispositif de protection contre les surintensités pour prendre en compte les éventuels courants inverses dus aux groupes en parallèle, et le cas où le dispositif anti-retour du régulateur est inopérant.

Si le générateur PV est constitué d'un seul groupe, le courant inverse maximal circulant dans le câble du groupe a pour valeur le courant de court-circuit I_{defbat} fourni par la batterie.

Si le générateur PV est constitué de N_a groupes, le courant inverse maximal circulant dans le câble du groupe en défaut est la somme du courant de court-circuit fourni par la batterie et des courants fournis par les autres groupes en parallèle.

Les dimensionnements des dispositifs de protection et des câbles de groupes PV se font à l'aide du Tableau 4.

Tableau 4 – Dimensionnement des dispositifs de protection et des courants admissibles des câbles de groupes PV

N_a Nombre de groupes du générateur	Courant inverse maximal dans un câble de groupe	I_n Courant assigné des dispositifs de protection	I_z Courant admissible des câbles de groupes
1	I_{defbat}	$I_n \geq 1,1 (N_c / N_a) I_{\text{scmax}}$	$I_z \geq I_2$
$N_a > 1$	$(N_a - 1) (N_c / N_a) I_{\text{scmax}} + I_{\text{defbat}}$		$I_z \geq I_2$ si $N_a < 20$ $I_z \geq I_n$ si $N_a \geq 20$

NOTE Pour les disjoncteurs conformes à la norme NF EN 60947-2, le courant conventionnel de fonctionnement I_2 est pris égal à $1,3 I_n$. Pour les fusibles gPV, le courant I_2 est pris égal à $1,45 I_n$.

La détermination du courant admissible des câbles de groupes est fonction du risque d'occurrence d'une surcharge prolongée à un niveau de courant compris entre I_n et I_2 :

- Pour $N_a < 20$, le risque d'occurrence est considéré significatif. La condition 1b du paragraphe 433.1 de la NF C15-100 n'est pas applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I_2 .
- Pour $N_a \geq 20$, le risque d'occurrence n'est pas considéré significatif. La condition 1b du paragraphe 433.1 de la NF C15-100 est applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I_n .

Le choix final du courant admissible I_z des câbles de groupes PV doit tenir compte des différents facteurs de correction définis dans la partie 5-52 de la NF C15-100.

Pour une installation avec un seul groupe PV ($N_a = 1$), son dispositif de protection doit être installé à proximité (à moins de 3 mètres) de l'entrée PV du régulateur.

Pour une installation avec plusieurs groupes PV ($N_a > 1$), si les dispositifs de protection des groupes sont à proximité (à moins de 3 mètres) de l'entrée PV du régulateur, il n'y a pas lieu de considérer la protection du câble principal PV.



8.1.5 Protection du câble principal PV

Le câble principal PV doit être protégé par un dispositif de protection contre les surintensités pour prendre en compte le cas où le dispositif anti retour du régulateur est inopérant.

Le courant inverse maximal circulant dans le câble principal a pour valeur le courant de court-circuit I_{defbat} fourni par la batterie.

Les dimensionnements du dispositif de protection et du câble principal PV se font à l'aide du Tableau 5.

Tableau 5 – Dimensionnement du dispositif de protection et du courant admissible du câble principal PV

Courant inverse maximal dans le câble principal PV	I_n Courant assigné du dispositif de protection	I_z Courant admissible du câble principal PV
I_{defbat}	$I_n \geq 1,1 N_c I_{\text{scmax}}$	$I_z \geq I_n$

Le choix final du courant admissible I_z du câble principal PV doit tenir compte des différents facteurs de correction définis dans la partie 5-52 de la NF C 15-100.

La protection du câble principal PV doit être mise en place à proximité immédiate du régulateur.

8.1.6 Caractéristiques des dispositifs de protection contre les surintensités

Les dispositifs de protection contre les surintensités doivent être, soit des fusibles conformes à la NF EN 60269-6, soit des disjoncteurs conformes à la NF EN 60947-2.

Ces dispositifs doivent être mis en œuvre sur les deux polarités quelle que soit la configuration de l'installation.

Ces dispositifs doivent respecter les dispositions suivantes spécifiques :

- la tension assignée d'emploi U_e doit être supérieure ou égale à la tension U_{ocmax} du générateur photovoltaïque ;
- le courant assigné I_n est déterminé aux paragraphes 8.1.2 ou 8.1.4 ou 8.1.5 ;
- le pouvoir assigné de coupure doit être au moins égal à la somme de I_{scmax} générateur et du courant de défaut présumé maximal provenant de la batterie $I_{\text{default_batterie}}$;
- la température de fonctionnement au lieu d'installation pouvant différer de la température spécifiée dans les normes produit, l'installateur doit consulter la documentation du constructeur pour sélectionner les dispositifs de protection en conséquence ;
- les fusibles de la partie générateur PV doivent posséder le marquage gPV (conformément à la NF EN 60269-6). Les disjoncteurs doivent posséder le marquage pour une utilisation en courant continu (indication « courant continu » ou symbole ---), être indépendants du sens de passage du courant et adaptés aux valeurs des courants.

8.2 Partie distribution d.c.

8.2.1 Protection du câble batterie

Le câble batterie doit être protégé contre les surintensités.

Les dimensionnements du dispositif de protection du câble batterie doivent tenir compte en plus des dispositions des parties 4-43 et 5-52 de la NF C 15-100 :

- du courant de charge batterie pouvant être plus important que le courant d'utilisation ;
- du courant de court-circuit potentiel de la batterie.

Des mesures doivent être mises en œuvre pour s'assurer que les matériels alimentés en d.c. ne puissent être alimentés sous une tension supérieure à la tension maximale admissible après déconnexion de la batterie.

Il est admis, conformément au paragraphe 434.3 de la NF C 15-100, de se dispenser de protection contre les courts-circuits si les deux conditions suivantes sont simultanément remplies :

- a) la canalisation est réalisée de manière à réduire au minimum le risque d'un court-circuit (par exemple en utilisant des câbles mono-conducteurs d'isolement équivalent à la classe II) ;
- b) la canalisation ne doit pas être placée à proximité de matériaux combustibles.

8.2.2 Protection du câble Régulateur et des câbles Utilisations d.c. et a.c

Le câble régulateur doit être protégé contre les courts-circuits susceptibles d'intervenir dans le régulateur et alimentés par la batterie.

NOTE Cette protection assure également la protection des personnes (voir 7.3.2.4 et 7.3.2.5 du présent guide). Elle peut être placée sur le câble régulateur ou être assurée par le dispositif de protection du câble batterie, en respectant les exigences de l'article 434.2.2.2 de la NF C 15-100.

La protection contre les surintensités du câble régulateur doit être au plus près du bus d.c..

En complément des dispositions des parties 4-43 et 5-53 de la NF C 15-100, le dimensionnement du dispositif de protection du câble régulateur doit tenir compte :

- a) du courant de fonctionnement du régulateur ;
- b) du courant de court-circuit potentiel de la batterie.

8.3 Partie utilisation d.c.

Une protection contre les surintensités doit être mise en œuvre à l'origine du circuit utilisation.

8.4 Partie utilisation a.c.

La protection contre les surintensités à l'origine de la partie a.c. est assurée par l'onduleur.

Afin d'assurer la continuité de l'alimentation électrique des applications, il est recommandé d'assurer la sélectivité entre les différents départs et la protection interne à l'onduleur.

A cette fin, le constructeur de l'onduleur doit fournir les indications nécessaires pour le choix des dispositifs de protection.

Il peut être nécessaire de choisir la puissance assignée de l'onduleur afin de prendre en compte des contraintes de sélectivité.

8.5 Protection des circuits auxiliaires

Tous les circuits auxiliaires alimentés par une source de tension (mesure de tension, commande, signalisation, ...) doivent être protégés contre les courts-circuits.



9 Règles de couplage

Si un générateur d'énergie électrique est destiné à fonctionner en parallèle avec l'onduleur, des dispositions doivent être prises pour éviter les effets nuisibles suivants sur l'installation d'utilisation :

- variations de tension ;
- variations de fréquence ;
- distorsions harmoniques ;
- déséquilibres ;
- impacts de charges.

10 Prévention contre la dégradation des installations photovoltaïques

Pour les installations de tension comprise entre 120 V et 1500 V, les mesures décrites aux paragraphes 7.4.2.2 et 7.4.2.3 permettent de prévenir la dégradation de la partie générateur PV due aux influences externes particulières et à la présence de courant continu, et ce, malgré la mise en œuvre de mesures telles que l'imposition de la double isolation et de câbles mono conducteurs.



11 Chute de tension

11.1 Généralités

Afin d'assurer le bon fonctionnement du système, il convient de réduire au maximum les chutes de tension notamment sur la partie d.c..

Les chutes de tension doivent prendre en compte les appels de courant éventuels des appareils d'utilisation pour garantir un bon fonctionnement.

11.2 Partie générateur PV

Il est impératif de prendre en compte les chutes de tension afin d'assurer un fonctionnement optimum du système et notamment la charge correcte de la batterie.

Il est recommandé que la chute de tension maximale entre le générateur PV et la batterie soit au plus égale à 5%.

Le calcul de la chute de tension dans les câbles est effectué dans les conditions suivantes :

- la résistivité du câble est celle correspondant à la température maximale de l'âme en service normal ($\rho = 1,25 \times \rho_0$ tel que défini par la partie 5-52 de la NF C 15-100) ;
- la tension de référence à prendre en compte pour la chute de tension est la tension U_{mppSTC} ;
- le courant à prendre en compte pour la chute de tension est le courant I_{mppSTC} (STC : conditions d'essais normalisées) ;
- la chute de tension doit être calculée pour chaque câble de chaîne PV, chaque câble de groupe PV, et pour le câble principal PV. On calcule ensuite le cumul des chutes de tension des câbles compris entre chaque chaîne et le régulateur, et on retient le cumul le plus important.

11.3 Partie utilisation a.c.

Les chutes de tension maximales dans les circuits utilisation a.c. doivent être de 3%.

11.4 Partie distribution et utilisation d.c.

La chute de tension maximale entre la batterie et tout point d'utilisation doit être de l'ordre de 3% à 5%, dans les cas les plus défavorables d'utilisation. L'utilisation doit prendre en compte la plage de tension de la batterie. Dans le cas d'un convertisseur d.c. / d.c. la valeur de 3% est à prendre en aval de ce convertisseur.

12 Sectionnement, commande et coupure

12.1 Sectionnement

Pour permettre la maintenance des équipements, des moyens de sectionnement doivent être prévus sur les parties courant continu et alternatif, et notamment de part et d'autre et à proximité de ceux-ci tels que convertisseur, onduleur, régulateur, etc.

Le sectionnement doit être omnipolaire.

Les dispositifs de sectionnement peuvent ne pas être à action simultanée, sauf pour les parties utilisation a.c. et d.c..

12.2 Commande

Dans le cas d'utilisation d'un groupe électrogène, conformément au paragraphe 465.1.5 de la NF C 15-100, les dispositifs de commande fonctionnelle assurant la permutation de sources d'alimentation doivent intéresser tous les conducteurs actifs, sauf un éventuel PEN, et ne doivent pas pouvoir mettre les sources en parallèle, à moins que l'installation ne soit spécialement conçue pour cette condition.

Pour permettre les interventions de maintenance, un dispositif de coupure doit être prévu à l'intérieur ou à proximité des boîtes de jonctions équipées de dispositifs de protection.

12.3 Coupure d'urgence

12.3.1 Généralités

En application des règles de l'article 463 et du paragraphe 536.3 de la NF C 15-100, des dispositifs de coupure d'urgence doivent être prévus pour couper, en cas d'apparition d'un danger inattendu, les alimentations électriques : générateur PV, batteries, autres sources, utilisations a.c. et d.c. et circuits de mesure de tension.

Le dispositif de coupure d'urgence doit couper tous les conducteurs actifs ; toutefois, dans le schéma TN-C, le conducteur PEN ne doit pas être coupé.

Ces dispositifs doivent être à coupure omnipolaire et simultanée.

Ces dispositifs sont soit des interrupteurs, soit des disjoncteurs, soit des contacteurs. Les dispositifs à semi-conducteurs ne répondent pas à cette exigence.

Les commandes des dispositifs de coupure d'urgence sur les parties d.c. et la partie utilisation a.c. (en présence d'un générateur a.c.) doivent être facilement reconnaissables et rapidement accessibles. Elles sont situées à proximité des équipements (régulateurs, convertisseurs d.c. / d.c., onduleurs d.c. / a.c., onduleurs chargeurs d.c. / a.c.).

Les dispositifs de coupure d'urgence ne doivent pas être intégrés aux équipements.

NOTE Pour les équipements de forte puissance, le(s) dispositif(s) de coupure peut/peuvent être intégré(s) dans la même enveloppe.

12.3.2 Coupure d'urgence du générateur PV

Un dispositif de coupure doit être prévu en amont du régulateur sur la partie à courant continu de l'installation PV et sa commande doit être disposée à proximité du régulateur.

L'actionnement du dispositif de coupure d'urgence peut être assuré par une commande manuelle ou par l'intermédiaire d'une action télécommandée.

Dans le cas de régulateur à entrées multiples, il est admis d'assurer la coupure d'urgence par des dispositifs à commande directe séparée.

12.3.3 Coupure d'urgence de la batterie

Un dispositif de coupure doit être prévu sur le circuit batterie. L'actionnement du dispositif de coupure d'urgence peut être assuré par une commande manuelle ou par l'intermédiaire d'une action télécommandée.

Dans le cas de plusieurs batteries, il est admis d'assurer la coupure d'urgence par plusieurs dispositifs.



Des mesures doivent être mises en œuvre pour s'assurer que les matériels alimentés en d.c. ne puissent être alimentés sous une tension supérieure à la tension maximale admissible après déconnexion de la batterie.

12.3.4 Coupure d'urgence d'autres sources d'alimentation

En présence d'autres sources que le champ PV et la batterie, sur le ou les circuit(s) comportant ces sources, un dispositif de coupure doit être prévu.

L'actionnement du dispositif de coupure d'urgence peut être assuré par une commande manuelle ou par l'intermédiaire d'une action télécommandée.

La commande du ou des dispositif(s) de coupure doit être disposée à proximité du convertisseur, de l'onduleur, de l'origine de l'installation d.c., etc.

12.3.5 Coupure d'urgence des parties utilisations a.c. et d.c

En application des règles du paragraphe 463.1 de la NF C15-100, un dispositif de coupure d'urgence doit être prévu pour couper l'alimentation électrique de circuits ou de groupes de circuits d'utilisation d.c. et a.c..

L'appareil général de commande et de protection (AGCP) prévu à l'origine des utilisations a.c et d.c peut assurer les fonctions de coupure d'urgence si son organe de manœuvre est facilement reconnaissable et rapidement accessible.

12.3.6 Cas particulier des locaux privatifs à usage d'habitation

Dans les locaux privatifs à usage d'habitation (paragraphe 771.463 de la NF C 15-100), pour toutes les parties a.c. et d.c., seuls les dispositifs à action directe sont autorisés.

12.4 Coupure pour intervention des services de secours

12.4.1 Dispositions générales

Si une coupure est exigée pour permettre l'intervention des services de secours, celle-ci doit répondre aux principes suivants :

- coupure de toutes les sources d'énergie électriques :
 - générateur PV ;
 - batterie ;
 - éventuelles autres sources d'énergie ;
- les dispositifs de coupure doivent répondre aux principes suivants ;
 - ces dispositifs sont soit des interrupteurs, soit des disjoncteurs, soit des contacteurs ; les dispositifs à semi-conducteurs ne répondent pas à cette exigence ;
 - chaque dispositif doit être à coupure omnipolaire et simultanée ;
- la coupure du circuit batterie s'effectue au plus près de celle-ci ;
- la coupure du circuit générateur PV s'effectue au plus près des modules photovoltaïques, et en tout état de cause en amont des locaux et dégagements accessibles aux occupants ;
- les commandes de ces dispositifs de coupure pour intervention des services de secours sont regroupées. Dans le cas d'installations sur un bâtiment existant, il est admis d'avoir des commandes non regroupées.

Les dispositifs de coupure peuvent être :

- à action directe mécanique ;
- télécommandés (électrique ou pneumatique).

La télécommande peut être assurée selon l'un des trois principes :

- déclencheur à manque de tension ;
- déclencheur à émission de courant ou motorisation alimentés, via des câbles de type CR1, par une source secourue ;
- actionnement pneumatique avec une source d'énergie gaz comprimé et des canalisations tube cuivre ou acier (selon la série de normes NF EN 12101).

La signalisation de l'action effective de coupure doit être réalisée par des indications de mesures de tension ou des dispositifs par boucle libre de tension de type O/F. Dans le cas d'utilisation de la mesure de tension d.c., celle ci devrait alors être prise entre le dispositif de coupure et la zone à sécuriser. Les câbles utilisés pour la signalisation sont de type CR1.

Cette signalisation est assurée par l'extinction d'un voyant blanc qui indique la coupure effective.

12.4.2 Dispositions complémentaires

S'il est exigé d'abaisser à une valeur inférieure à 60 V d.c. la tension du circuit générateur PV en amont de la coupure exigée dans les dispositions générales du 12.4.1, ceci est réalisé par :

- une coupure électromécanique en charge ou hors charge en série dans chaque chaîne PV par tronçon dont la tension U_{ocmax} est inférieure ou égale à 60 V, ou
- des systèmes de court-circuitage électromécanique ou électronique par tronçon dont la tension U_{ocmax} est inférieure ou égale à 60 V, ou
- des systèmes de court-circuitage électromécanique ou électronique par module.

La sécurité de fonctionnement de ces principes impose :

- une commande à sécurité positive ;
- dans le cas d'une coupure électromécanique, afin d'être hors charge, sa commande doit être effectuée après ouverture de l'organe de coupure en charge du §12.4.1. La mise en œuvre de ces matériels doit respecter les règles de la double isolation (ou isolation renforcée) imposées dans cette partie de l'installation et ceci pour une tension correspondant à la tension U_{ocmax} de la chaîne.



13 Protection contre les surtensions d'origine atmosphérique ou dues à des manœuvres

13.1 Généralités

Les informations contenues dans ce chapitre traitent de la protection contre les surtensions pour les installations photovoltaïques autonomes en complément de la norme NF C 15-100 et du guide UTE C 61-740-52.

NOTE Compte tenu de la sensibilité et de l'implantation des modules photovoltaïques, une attention particulière doit également être portée à la protection contre les effets directs de la foudre, en particulier pour les installations de taille importante. Ce sujet est traité par les normes NF EN 62305-1 à -3 (C 17-100-1 à -3) et la norme NF C 17-102.

13.1.1 Principes de protection

13.1.1.1 Protection par équipotentialité

Comme décrit par la partie 6.3, un conducteur d'équipotentialité doit relier toutes les structures métalliques des modules et les structures métalliques des supports de l'installation PV (y compris les chemins de câbles métalliques) en présence ou non de parafoudres. Ce conducteur doit être relié à la terre.

13.1.1.2 Protection par parafoudres

Les conditions d'installations des parafoudres sont décrites en 13.2.

13.2 Conditions d'installation des parafoudres

13.2.1 Condition d'installation de parafoudre côté a.c.

En présence d'une ligne a.c. extérieure au bâtiment, les dispositions des articles 443 et 534 de la NF C 15-100 s'appliquent.

13.2.2 Condition d'installation de parafoudre générateur PV

13.2.2.1 Installation sans paratonnerre

La longueur L est la distance cumulée entre le(s) régulateur(s) et les points d'entrée des chaînes les plus éloignés, en considérant chaque chemin (voir Figure 4).

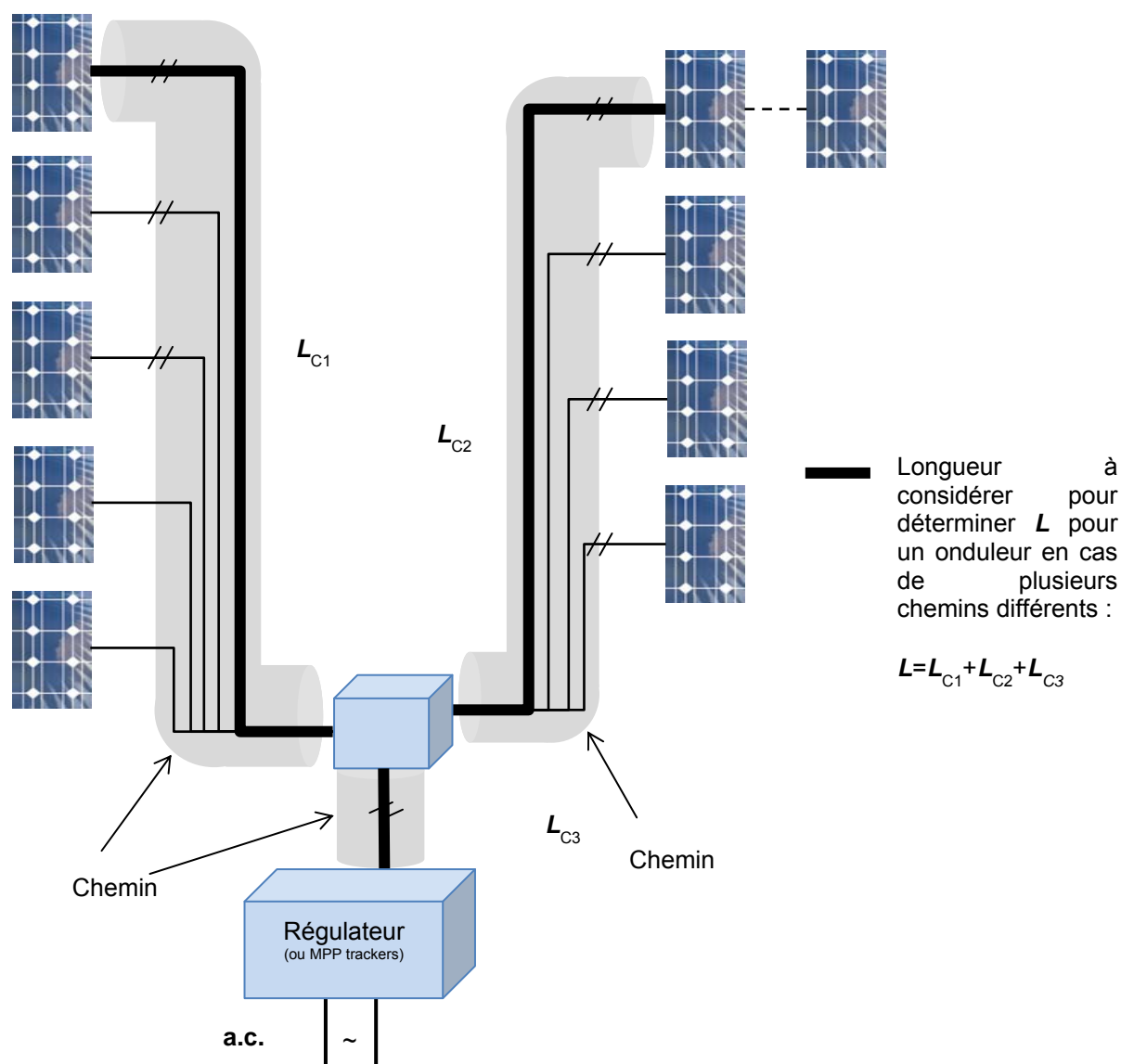


Figure 4 – Principe de calcul de la longueur L

Le Tableau 6 définit les conditions d'installation des parafoudres côté générateur PV.

Tableau 6 – Conditions d'installation des parafoudres côté générateur PV

Type d'installation	Locaux d'habitation individuelle	Centrale de production au sol	Bâtiments Tertiaires/Industriels/Agricoles
L_{crit} (en m)	$115/N_g$	$200/N_g$	$450/N_g$ ⁽³⁾
$L \geq L_{crit}$	Parafoudre(s) obligatoire(s) côté générateur PV ⁽¹⁾		
$L < L_{crit}$	Parafoudre(s) non obligatoire(s) côté générateur PV ⁽²⁾		
<p>⁽¹⁾ La mise en œuvre de parafoudres peut ne pas être indispensable dans le cas où tous les câbles d.c. sont protégés par des enveloppes métalliques assurant un écran réduisant les effets électromagnétiques.</p> <p>⁽²⁾ L'utilisation de parafoudres peut également être nécessaire pour la protection d'installations photovoltaïques dont le coût et l'indisponibilité peuvent être critiques.</p> <p>⁽³⁾ La carte indiquant les densités de foudroisement (N_g) en France est jointe en Annexe.</p>			



13.2.2.2 Installation avec paratonnerre

La mise en œuvre de parafoudre(s) est obligatoire côté générateur PV. Ces parafoudres sont :

- de type 1 si la structure métallique des modules PV est connectée au paratonnerre ;
- de type 1 dans le cas d'une centrale PV de production au sol avec paratonnerre ;
- de type 2 si la structure métallique des modules PV n'est pas connectée au paratonnerre.

Dans le cas de mise en œuvre de deux parafoudres de type 1, l'un est mis en œuvre côté modules, l'autre est mis en œuvre côté régulateur.

En présence de paratonnerres, le choix et la mise en œuvre des parafoudres sont faits conformément au guide UTE C 61-740-52.

13.3 Protection contre les surtensions des installations sans paratonnerre

13.3.1 Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté utilisation (a.c. ou d.c.)

Lorsqu'un parafoudre est prescrit pour une partie utilisation d'une installation PV, il est toujours installé dans le tableau situé au plus près du dispositif général de commande et de sectionnement.

Pour la partie a.c., le choix et la mise en œuvre des parafoudres sont effectués en suivant les règles énoncées dans les articles 443 et 534 de la NF C 15-100,

Pour la partie d.c., le choix et la mise en œuvre des parafoudres sont effectués en suivant les spécifications du fabricant.

13.3.2 Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté générateur PV

Lorsqu'un parafoudre est prescrit pour une partie générateur PV, il est toujours installé dans le tableau situé le plus proche du régulateur.

Selon le guide UTE C 61-740-52, la tension vue par les équipements dépend de leur éloignement relatif au parafoudre. Au-delà de 10 m (voir Figures 7 et 8), la valeur de cette tension peut être doublée sous l'effet de résonances (phénomènes d'amplification du fait des fréquences élevées des surtensions d'origine foudre). Dans ce cas, un second parafoudre est nécessaire au plus près des modules si le niveau de protection U_p du parafoudre localisé à proximité du régulateur est supérieur à 50 % de la tension de tenue aux chocs du champ photovoltaïque U_w (voir Tableau 7).

Les caractéristiques des parafoudres installés côté d.c. sont définies comme suit :

13.3.2.1 Choix de I_n

I_n

courant nominal de décharge d'un parafoudre en onde 8/20 μ s (en kA)

Les parafoudres de type 2 ont une valeur minimale du courant nominal de décharge I_n de 5 kA.

Un courant nominal de décharge supérieur à la valeur exigée procurera une durée de vie plus longue au parafoudre.

13.3.2.2 Choix de I_{max}

I_{max}

courant maximal de décharge d'un parafoudre avec onde 8/20 μ s (en kA)

Ce paramètre est utilisé pour la coordination énergétique des parafoudres : se rapporter aux informations du constructeur.

NOTE Cette coordination peut être réalisée, par analogie avec les réseaux a.c., selon les règles du guide UTE C 61-740-52.

13.3.2.3 Choix de I_{imp}

Le courant de choc I_{imp} des parafoudres de type 1 est choisi selon le guide UTE C 61-740-52 ou par défaut avec une valeur minimale de 12,5 kA.

13.3.2.4 Choix de U_p

U_p

niveau de protection d'un parafoudre

La valeur de U_p doit être inférieure à 80% de la valeur de la tension assignée de tenue aux chocs des matériels à protéger.

La tension assignée de tenue aux chocs U_w pour les modules et les équipements de conversion est donnée dans le Tableau 7.

Tableau 7 – Tension assignée de tenue aux chocs U_w

Tension maximale système inférieure ou égale à [V]	U_w [V]		
	Module PV de classe A ^{a)}	Module PV de classe B ^{a)}	Convertisseur PV ^{b)}
100	1500	800	2500 (exigence minimale)
150	2500	1500	
300	4000	2500	
600	6000	4000	4000
1000	8000	6000	6000
	Toutes les tensions sont extraites des normes : a) NF EN 61730-2 b) CEI 62109-1		

13.3.2.5 Choix de U_{CPV}

U_{CPV}

tension maximale de régime permanent d'un parafoudre photovoltaïque dédié à la protection de la partie d.c. du générateur PV

La valeur de la tension maximale admissible par le parafoudre U_{CPV} doit être sélectionnée en fonction de la tension maximale à vide du générateur PV correspondant à la tension U_{ocSTC} donnée par les constructeurs de modules PV. La tension U_{CPV} doit être supérieure ou égale à la tension maximale U_{ocmax} du générateur photovoltaïque. Quels que soient les modes de protection du parafoudre, celui-ci doit aussi pouvoir supporter la tension maximale U_{ocmax} entre ses bornes actives (bornes + et -) et la terre.

13.3.2.6 Choix de I_{SCPV} et du dispositif de protection associé au parafoudre

I_{SCPV}

tenue au courant de court circuit d'un parafoudre

Le parafoudre et son déconnecteur (interne ou externe) doivent avoir un courant I_{SCPV} supérieur au I_{scmax} du générateur PV.

Le parafoudre doit également avoir un courant de tenue au court-circuit généré par la batterie ($I_{défaut\ batterie}$). Si ce parafoudre supporte ce courant de court-circuit batterie, aucun déconnecteur externe n'est nécessaire. Dans le cas contraire, un déconnecteur externe spécifié par le constructeur doit être installé pour tenir le courant $I_{défaut\ batterie}$.

NOTE 1 Les parafoudres peuvent arriver en fin de vie pour les raisons suivantes :

- par emballement thermique dû à un cumul excessif de contraintes de foudre n'excédant pas ses caractéristiques, mais conduisant à une destruction lente de ses composants internes ;
- par mise en court-circuit due à un dépassement de ses caractéristiques conduisant à une dégradation brutale de son impédance.



NOTE2 La caractéristique I_{SCPV} du parafoudre est parfois appelée I_{SCWPV}

13.3.3 Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté utilisation d.c.

Pour l'utilisation d'un parafoudre dans ces conditions, il faut se référer aux données du fabricant de parafoudre.

Un parafoudre conçu pour fonctionner exclusivement sur un générateur PV ne doit pas être utilisé.

13.4 Règles complémentaires pour la protection contre les surtensions des installations avec paratonnerre

Les règles sont définies dans le guide UTE C 61-740-52.

14 Choix et mise en œuvre des matériels

14.1 Généralités

La tension assignée d'emploi de tous les matériels des parties générateur PV, distribution d.c., utilisation d.c. (en l'absence d'isolement galvanique du convertisseur d.c./d.c.) doit être égale ou supérieure à la plus grande des tensions suivantes :

- tension maximale de la batterie ;
- tension maximale du(des) régulateur(s) dans le cas où la batterie est déconnectée ;
- éventuellement tension maximale du convertisseur d.c./a.c. s'il peut fonctionner en mode réversible ;
- tension U_{ocmax} du générateur PV.

La tenue diélectrique des matériels installés dans les parties générateur PV, distribution d.c., utilisation d.c. (en l'absence d'isolement galvanique du convertisseur d.c. / d.c.) doit être celle correspondant à la plus grande des tensions de ces parties.

Les matériels installés à l'extérieur doivent posséder le degré de protection minimum IP44. Leur degré de protection contre les impacts mécaniques doit être au moins de IK07 conformément à la NF EN 62262 (C 20-015).

Les opérations sur les matériels, appareillages et connexions démontables doivent pouvoir être effectuées en toute sécurité (voir articles R 4544-1 à R 4544-11 du Code du Travail).

L'emplacement des matériels (boîte(s) de jonction, onduleur(s), coffrets de protections et comptage, etc.) doit être conforme au paragraphe 513.1 de la NF C15-100. Des règles particulières sont données en partie 7-771 de la NF C15-100 pour les locaux d'habitation. Les matériels, y compris les canalisations, doivent être disposés de façon à faciliter leur manœuvre, leur visite, leur entretien et l'accès à leurs connexions.

14.2 Canalisations

14.2.1 Choix

Pour la partie générateur PV, les mesures à prendre en compte sont les suivantes :

- le dimensionnement des canalisations est effectué conformément aux règles de la NF C 15-100 sur la base d'une isolation PR ;
- les câbles sont au minimum de type C2 (non propagateur de la flamme) et choisis parmi ceux ayant une température admissible sur l'âme d'au moins 90 °C en régime permanent ;
- les câbles des chaînes PV, des groupes PV et les câbles principaux PV d'alimentation continue doivent être choisis de manière à réduire au maximum le risque de défaut à la terre ou de court-circuit. Cette condition est assurée en utilisant des câbles mono-conducteurs d'isolation équivalente à la classe II ;
- les câbles soumis directement au rayonnement solaire doivent répondre à la condition d'influence externe AN3 (résistant aux rayons ultra-violets). Toutefois, la résistance à la condition d'influence externe AN3 pourra être réalisée par installation (interposition d'écran,...).

NOTE Le guide UTE C 32-502 décrit les câbles qui peuvent être utilisés dans les installations photovoltaïques. Ce guide donne entre autre un essai pour que les câbles répondent à la condition d'influence externe AN3.

- pour une installation photovoltaïque, il est admis que les câbles puissent cheminer dans des isolants thermiques de toiture ou de façade ou entre un isolant thermique et les modules. Dans ce cas, la méthode de référence à prendre en compte est la méthode B définie dans le Tableau 52G de la NF C15-100 avec un facteur de correction de 0,77 ;
- pour le calcul des câbles de chaînes, la température à prendre en compte pour leur dimensionnement est considérée égale à 70°C et un facteur de correction de 0,58 est à appliquer conformément au Tableau 52K de la NF C 15-100 dans les cas suivants :
 - câbles soumis à l'échauffement direct des modules ;

- câbles soumis au rayonnement solaire. Dans ce cas, le facteur de correction de 0,85 défini à l'article 512.2.11 de la NF C 15-100 n'est pas à prendre en compte ;
- câbles cheminant dans des isolants thermiques de toiture ou de façade. Dans ce cas, le facteur de correction de 0,58 doit être multiplié par 0,77, soit 0,45.

Pour la partie distribution d.c. le choix des canalisations se fait conformément au chapitre 5-52 de la NFC 15-100.

NOTE Le critère de chute de tension est généralement prépondérant par rapport au critère de courant admissible pour le choix de la section des câbles d.c.

14.2.2 Mise en œuvre

Dans le cas de locaux collectifs (à usage tertiaire ou d'habitation) avec présence d'une production photovoltaïque en parties communes, les canalisations issues des modules PV devront cheminer par l'extérieur des parties privatives jusqu'aux boîtes de jonction de chaîne/de groupe situées dans des parties communes ou locaux ou emplacement de service électrique dédiés à cet usage.

Les connexions et les câbles doivent être mis en œuvre de manière à éviter toute détérioration due aux influences externes. Voir dispositions dans le guide pratique UTE C 15-520.

Dans le cas de câbles enterrés reliant deux bâtiments, ils sont mis en œuvre conformément au paragraphe 529.5 de la NF C15-100.

Pour minimiser les tensions induites dues à la foudre, la surface de l'ensemble des boucles doit être aussi faible que possible, en particulier pour le câblage des chaînes PV. Les câbles d.c. et le conducteur d'équipotentialité doivent cheminer côte à côte.

Pour assurer un repérage des câbles d.c., chaque polarité doit être repérée au niveau de leurs extrémités soit par marquage + ou -, soit par une couleur, la couleur bleue étant réservée pour la polarité négative.

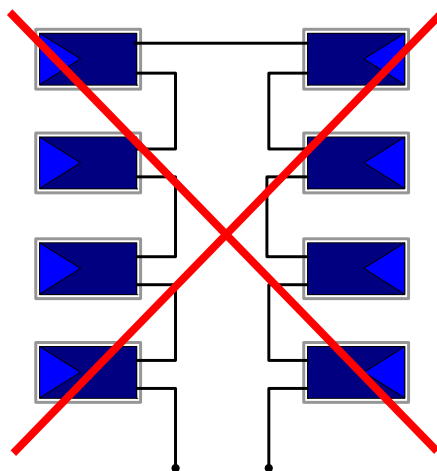


Figure 5 – Exemple de mauvais câblage : boucle induite entre polarités

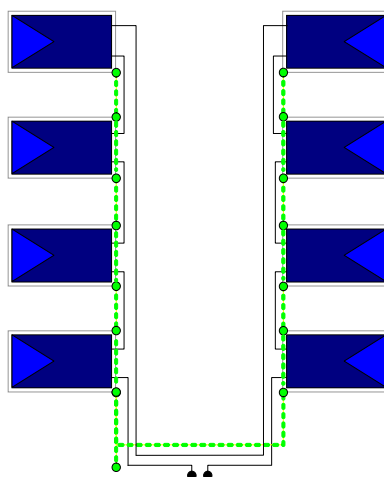


Figure 6 – Exemple de bon câblage : limitation des aires de boucles induites

14.3 Modules PV

Quelle que soit leur technologie, les modules PV doivent être conformes aux normes de la série NF EN 61730.

De plus, les modules photovoltaïques au silicium cristallin doivent être conformes à la NF EN 61215 et les modules photovoltaïques en couches minces doivent être conformes à la NF EN 61646.

Les modules PV intégrés dans un générateur PV délivrant une tension supérieure à 120 V doivent être conformes aux exigences de la classe d'application A définie dans la série de normes NF EN 61730.

NOTE Les modules de classe d'application A sont considérés comme répondant aux exigences de la classe II.

La tenue en tension maximale des modules PV doit être supérieure à la tension U_{ocmax} du générateur PV.

NOTE La tenue en tension maximale des modules PV est aussi appelée « tension maximale du système ».

14.4 Régulateur

Le régulateur doit être conforme à :

- la NF EN 62509 « Contrôleurs de charge de batteries pour systèmes photovoltaïques - Performance et fonctionnement ;
- la CEI 62109-1 « Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques – Partie 1 : exigences générales ».

Le courant assigné d'entrée du régulateur doit être au moins égal à I_{mppSTC} du générateur.

14.5 Onduleur autonome

Le choix et le dimensionnement de l'onduleur autonome doivent prendre en compte les courants d'appel et la nature des charges. Il est notamment important de prendre en compte la présence de charges déformantes.

Les onduleurs autonomes doivent être conformes aux normes CEI 62109-1 et NF EN 62109-2.

La tension maximale admissible à l'entrée de l'onduleur autonome doit prendre en compte le cas où la batterie est déconnectée.

Les onduleurs autonomes doivent être obligatoirement munis d'une fonction de limitation de décharge de la batterie (de préférence avec seuils réglables), celle-ci pouvant être interne ou externe à l'équipement.



14.6 Batteries

14.6.1 Généralités

Les batteries doivent être conformes à la NF EN 61427.

Leur mise en œuvre doit être conforme au paragraphe 554.2 de la NF C 15-100 et à la norme NF EN 50272-2.

14.6.2 Mise en œuvre

Deux cas d'installation sont à considérer en fonction des caractéristiques de la batterie : capacité et tension de décharge :

14.6.2.1 Cas où $C(Ah) \times U(V)$ est inférieur ou égal à 1000

NOTE La valeur de capacité à prendre en compte est C_{120}

La batterie peut être installée dans un local d'usage général autre qu'un local de service électrique. Les bornes de la batterie doivent être protégées contre tout risque de court-circuit.

14.6.2.2 Cas où $C(Ah) \times U(V)$ est supérieur à 1000

14.6.2.2.1 Emplacement

Un emplacement dédié exclusivement à la batterie doit être prévu. Cet emplacement est soit un local spécifique soit une enveloppe.

On doit tenir compte des facteurs suivants pour le choix de l'emplacement :

- protection contre les risques extérieurs, par exemple, feu, eau, chocs, vibrations, parasites ;
- protection contre les risques générés par les batteries (risque d'explosion, risques liés à l'électrolyte, corrosion ;
- protection contre l'accès par des personnes non autorisées ;
- protection contre les influences d'environnement extrême par exemple : température, humidité.

14.6.2.2.2 Local batterie

Les dimensions du local seront déterminées en prenant en compte :

- le nombre et l'encombrement des éléments d'accumulateurs de la batterie à installer ;
- l'encombrement des éléments annexes (câblage y compris cheminements et supports) ;
- l'espace libre autour de la batterie, non seulement pour des raisons de sécurité mais également pour faciliter l'accès pendant l'installation et la maintenance (y compris dispositifs éventuels de manutention).

Les prescriptions suivantes doivent être respectées :

- le sol doit être conçu pour supporter le poids de la batterie ;
- la porte du local doit être de type anti-panique et verrouillable uniquement de l'extérieur ;
- l'air ventilé doit être expulsé dans l'atmosphère à l'extérieur du bâtiment ;
- lorsqu'on utilise des batteries ouvertes, le sol avec seuil doit être étanche et résister chimiquement à l'électrolyte (carrelage ou peinture résistante à l'électrolyte) ou bien les éléments d'accumulateurs de la batterie doivent être placés dans des bacs de rétention adaptés.

Le dispositif de rétention doit être dimensionné pour contenir au moins le volume d'électrolyte d'un élément ou un monobloc.

Le local batterie peut être indépendant des bâtiments d'habitation ou intégré à ceux-ci, mais dans ce cas, des dispositions de sécurité complémentaires doivent être mises en œuvre :

- l'accès au local doit être réalisé par l'extérieur ;
- aucune communication ne doit exister entre ce local et les locaux d'habitation ;

- les passages de câbles doivent être obstrués (plâtre,...).

Les matériaux de construction doivent être incombustibles et étanches au dégagement gazeux.

Sur la porte d'accès au local, ouvrant sur l'extérieur, doivent être signalés :

- l'interdiction de fumer ;
- le danger d'explosion ;
- le risque de brûlure ;
- le risque de chocs électriques ;
- l'entrée interdite sauf au personnel habilité.

Des équipements électriques ne doivent pas être installés dans le local batterie sauf :

- si leur fonction est d'assurer la sécurité même (classe T1 pour la température et groupe IIc pour les gaz) ;
- pour les alimentations statiques sans interruption placées en armoires.

NOTE

- Les batteries de type ouvert ne doivent pas être installées dans les locaux dont la climatisation est réalisée en circuit totalement fermé.
- Les batteries au plomb-acide et les batteries alcalines ne doivent pas être disposées dans un même local
- Pour la protection de l'environnement, si la puissance maximale de charge (produit de la tension de charge par l'intensité de fin de charge) est supérieure à 50 kW, la salle d'accumulateurs doit répondre aux prescriptions générales concernant les installations soumises à déclaration [Arrêté du 29 mai 2000 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises à déclaration sur la rubrique 2925 « Accumulateurs (atelier de charge) », rubrique modifiée par le décret n° 2006-646 du 31 mai 2006].
- Les batteries de démarrage des groupes électrogènes ainsi que leur dispositif de charge peuvent être installés dans le local du groupe électrogène.

14.6.2.2.3 Enveloppe de batterie

Si la batterie d'accumulateurs est installée dans une enveloppe (coffret ou armoire), celle-ci doit respecter les caractéristiques suivantes :

- matériau résistant à l'électrolyte avec dispositif de rétention pouvant contenir au moins le volume d'électrolyte d'un élément ou un monobloc pour batterie dite ouverte ;
- fond (ou étagère le cas échéant) conçu pour supporter le poids de batterie ;
- enveloppe étanche aux dégagements gazeux et dotée d'une ventilation vers l'extérieur du bâtiment ;
- enveloppe conçue pour permettre un accès aisé des éléments d'accumulateurs de la batterie pour la manutention et la maintenance ;
- accès autorisé uniquement au personnel autorisé chargé de la surveillance et de l'entretien ;
- signalisation sur le couvercle indiquant :
 - l'interdiction de fumer ;
 - le danger d'explosion ;
 - le risque de brûlure ;
 - le risque de chocs électriques ;
 - l'accès interdit sauf au personnel habilité.

14.6.2.2.4 Ventilation

Les conditions d'installation des batteries d'accumulateurs dépendent notamment des dégagements gazeux dans les éléments d'accumulateurs.

La ventilation de l'emplacement ou de l'enveloppe d'une batterie est destinée à maintenir la concentration en hydrogène en dessous de 4%vol du seuil limite d'explosion de l'hydrogène. Les emplacements ou enveloppes de batteries doivent être considérés comme sûrs en terme de risques d'explosions, lorsque par ventilation naturelle ou forcée, la concentration en hydrogène est maintenue en dessous de cette limite de sécurité.



Conformément à la norme NF EN 50272-2, le débit d'air minimal pour la ventilation d'un emplacement ou d'un compartiment de batterie doit être calculé par la formule suivante :

$$Q \text{ (m}^3\text{/h)} = 0,05 \times n \times I_{\text{gaz}} \times C \times 10^{-3}$$

avec

n : nombre d'éléments d'accumulateurs

C : Capacité C_{10} de la batterie en Ah

$I_{\text{gaz}} = 20$ (mA/Ah) pour des éléments d'accumulateurs au plomb ouverts

$I_{\text{gaz}} = 8$ (mA/Ah) pour des éléments d'accumulateurs au plomb étanches

$I_{\text{gaz}} = 50$ (mA/Ah) pour des éléments d'accumulateurs au NiCd ouverts

NOTE Si on utilise des bouchons à recombinaison (catalyseur), le courant produisant du gaz I_{gaz} peut être ramené à 50% des valeurs des éléments ouverts.

L'air extrait de la salle des batteries doit être évacué dans l'atmosphère à l'extérieur du bâtiment. Les aérations en partie haute et basse assureront la ventilation avec l'extérieur, tout en interdisant l'accès des animaux ou insectes.

14.6.2.2.4.1 Ventilation naturelle

L'apport d'air de ventilation doit être assuré de préférence par ventilation naturelle, sinon par ventilation forcée.

Les locaux ou enveloppes contenant des batteries nécessitent une entrée et une sortie d'air avec une zone d'ouverture libre minimale calculée avec la formule suivante :

$$A = 28 \times Q$$

avec

Q = Débit d'air frais en m³/h

A = Zone libre d'ouverture d'entrée et de sortie d'air (cm²)

Remarques :

Lorsque la ventilation est réalisée en convection naturelle, les ouvertures doivent être situées sur des parois opposées ou à une distance de séparation minimale de 2m lorsque les ouvertures sont sur la même paroi.

D'autre part, le conduit doit être le plus direct possible et ne pas comporter de contre pente.

14.6.2.2.4.2 Ventilation forcée

Lorsqu'un apport d'air adéquat Q ne peut être obtenu par ventilation naturelle et qu'une ventilation forcée est appliquée, l'arrêt de la charge doit intervenir dès l'arrêt de la ventilation.

14.6.2.2.5 Disposition des éléments d'accumulateurs de la batterie

Si la technologie de la batterie est à éléments ouverts, ceux-ci doivent être installés sur chantier isolant du sol (matériau résistant à l'acide type bois traité ou synthétique).

Si les éléments d'accumulateurs de la batterie ouverte sont répartis sur plusieurs rangées, une surélévation des rangées masquées doit être réalisée afin de permettre une parfaite lisibilité des niveaux d'électrolyte de tous les bacs (éléments posés sur un chantier en gradin stable).

Les éléments du parc batteries doivent être agencés de façon à permettre au chargé d'exploitation d'accéder facilement au bouchon de remplissage de chaque élément.

Afin de faciliter le contrôle, la maintenance et le changement d'éléments d'accumulateurs de la batterie, des passages libres de 60 cm mini sont prévus pour la circulation autour des blocs de batteries.

A proximité du parc batterie, divers accessoires doivent être installés : rince-œil, densimètre, thermomètre.

Lorsque la tension nominale des batteries est supérieure à 120 V :

- une distance minimale de 1,50 m doit être respectée entre les parties actives conductrices pouvant être touchées simultanément ;
- il doit être prévu un plancher de service non glissant, isolé du sol et d'une largeur minimale de 1 m autour des batteries pour qu'il ne soit pas possible de toucher à la fois le sol ou un élément conducteur relié au sol et l'un des éléments d'accumulateurs de la batterie.

14.6.2.2.6 Eléments d'accumulateurs

Chaque élément d'accumulateurs de la batterie ouverte doit être équipé d'un bouchon antidéflagrant assurant les fonctions de perméabilité adaptée à l'évacuation des gaz (hydrogène, oxygène) sortant de la batterie afin d'éviter toute explosion en cas de surcharge de la batterie et efficacité pare-acide.

Eventuellement, le bouchon antidéflagrant (si adapté aux spécificités liées à la recharge solaire de la batterie), doit assurer également la fonction de catalysateur avec recombinaison des gaz afin de réduire la perte d'eau (prolongation des périodes d'intervalle pour le remplissage / mise à niveau des éléments d'accumulateurs de la batterie).

Chaque élément d'accumulateurs de la batterie doit être pourvu d'un marquage extérieur indiquant le type de batterie, la tension, la capacité de la batterie et la date de première mise en service. En outre, tous les éléments doivent être numérotés de 1 à n sur des supports résistant à l'acide.

Les cosses des batteries et les barrettes de connexion entre les éléments doivent être isolées électriquement contre les risques de court-circuit et le cas échéant contre les risques de chocs électriques.

La mesure de la tension au niveau des éléments d'accumulateurs de la batterie doit pouvoir se réaliser sans démontage des caches isolants des bornes batteries.

Un dispositif doit permettre de séparer tous les pôles de la batterie

Les conducteurs connectés à une batterie doivent, dans la partie qui s'étend depuis les accumulateurs jusqu'au dispositif de protection (fusible ou disjoncteur) les protégeant contre les surintensités, être posés de façon à exclure tout risque de court-circuit (liaisons réalisées par des conducteurs unipolaires double isolation séparés par polarité et clairement identifiés).

Dans le cas de plusieurs batteries en parallèle, les longueurs et sections de conducteurs de chaque batterie doivent être strictement identiques pour éviter tout déséquilibre en tension.

14.7 Appareillage

14.7.1 Généralités

Tous les appareillages de coupure et de protection installés dans les parties générateur PV et distribution d.c. doivent être de type industriel, c'est à dire conformes aux normes de la série NF EN 60947 et adaptés au fonctionnement en courant continu. Ils sont choisis et mis en œuvre selon les instructions du constructeur. Ils doivent notamment répondre aux exigences suivantes :

- l'appareillage doit posséder le marquage utilisation en courant continu (indication « courant continu » ou symbole ---) ou un marquage spécifique PV ;
- les caractéristiques des interrupteurs, interrupteurs-sectionneurs, combinés-fusibles doivent satisfaire à la catégorie d'emploi DC21B ;
- les caractéristiques des sectionneurs doivent satisfaire à la catégorie d'emploi DC20 ;
- les caractéristiques des contacteurs doivent satisfaire à la catégorie d'emploi DC1.

NOTE Dans tous les circuits courant continu susceptibles d'être parcourus par un courant dans les deux sens, les performances de l'appareillage doivent être indépendantes du sens de ce courant d.c.

Par conséquent, dans les locaux d'habitation, seul l'usage d'appareillage de coupure et de protection de type industriel est autorisé pour la partie de l'installation en courant continu.

La température de fonctionnement au lieu d'installation pouvant différer de la température spécifiée dans les normes produits, le concepteur doit consulter la documentation du constructeur pour sélectionner les produits.



14.7.2 Appareillages installés dans la partie générateur PV

Pour l'appareillage de la partie générateur, le courant assigné I_n doit être au moins égal au courant assigné ou de réglage du dispositif de protection contre les surintensités défini dans la partie 8.1.

14.8 Ensembles d'appareillages

Les parties générateur PV, distribution d.c. et courant alternatif de l'installation peuvent cohabiter dans un même tableau, s'il existe une séparation physique entre ces trois parties.

Pour les parties d.c., il est impératif de protéger toutes les connexions ou dispositifs de sectionnement contre une ouverture en charge accidentelle ou non autorisée conformément au 536.2.3 de la NF C15-100. A cet effet, à l'intérieur des coffrets ou armoires, une signalisation «ne pas manœuvrer en charge» doit être apposée à proximité de ces dispositifs de sectionnement.

De plus, dans les locaux accessibles aux personnes autres qu'averties ou qualifiées (BA4 ou BA5) :

- les dispositifs de connexion ne doivent être démontables qu'à l'aide d'un outil par construction ou par installation ;
- les appareils n'ayant pas de caractéristique de coupure en charge doivent nécessiter : l'utilisation d'une clé, d'un outil ou la manœuvre directe d'un appareil ayant la caractéristique de coupure en charge.

NOTE Les dispositifs évoqués sont notamment, les connecteurs, les sectionneurs-fusibles, les parafoudres sur socles

D'autre part, afin de garantir un bon niveau de sécurité, des dispositions constructives doivent être mises en œuvre pour éviter tout risque de court-circuit entre les conducteurs actifs internes aux boîtes de jonction et coffrets d.c.

Toute dégradation d'un isolant sur une des polarités ou une déconnexion accidentelle ne doit pas entraîner un contact avec l'autre polarité ou la terre.

Toute intervention sur les boîtes de jonction situées directement en aval des câbles de chaînes de modules PV doit pouvoir être assurée en toute sécurité. Pour les générateurs PV de tension U_{ocmax} supérieure à 60 V, des connecteurs conformes à la NF EN 50521 doivent être prévus sur ces boîtes ou à proximité immédiate. En l'absence de boîtes de jonction, cette exigence s'applique au coffret d.c.

Toutes les boîtes de jonction et coffrets de la partie d.c., doivent porter un marquage visible et inaltérable indiquant que des parties actives internes à ces boîtes ou coffrets restent sous tension tant que tous les circuits les alimentant ne sont pas sectionnés (voir paragraphe 15 du présent document).

Les commandes de coupure d'urgence doivent être à proximité les unes des autres.

Dans les locaux d'habitation, les matériels de l'installation photovoltaïque peuvent ne pas être installés dans la GTL (Gaine Technique Logement).

Si l'onduleur n'est pas installé à proximité de la GTL PV, le coffret de protection d.c. doit être installé au voisinage de l'onduleur et non dans la GTL PV.

Les ensembles d'appareillage à basse tension (coffrets ou armoires) qui assurent le regroupement et la protection de chaînes, de groupes, en amont ou aval des onduleurs, doivent être :

- soit fabriqués selon les spécifications des normes de la série NF EN 61439 ;
- soit fabriqués et installés conformément aux règles des paragraphes 558.2 à 558.5 de la NF C15-100.

Le choix du courant assigné de l'appareillage ou sa mise en œuvre doit tenir compte des contraintes particulières telles que montage côte à côte d'appareillages utilisés simultanément à leur courant nominal et/ou température ambiante élevée.

14.9 Connecteurs

Dans la partie générateur PV, les connecteurs utilisés doivent être conformes à la NF EN 50521. Pour garantir la qualité de la connexion et limiter les risques d'arc électrique pouvant créer des

incendies, chaque couple de connecteurs mâle femelle à assembler doit être de même type et même marque.

NOTE La norme NF EN 50521 ne définit pas de caractéristiques dimensionnelles permettant l'association de connecteurs mâle et femelle de types ou marques différents. Les essais définis dans cette norme sont des essais relatifs à un couple de connecteurs d'un même fabricant.

Vis-à-vis des personnes non averties ou non qualifiées, les dispositifs de connexion dans la partie d.c. sont :

- soit rendus inaccessibles par installation ;
- soit démontables qu'avec l'aide d'un outil.

14.10 Parafoudres

14.10.1 Choix des parafoudres

Les parafoudres installés sur la partie a.c. de l'installation PV doivent être conformes à la NF EN 61643-11.

Les parafoudres installés sur la partie générateur PV doivent satisfaire aux exigences de la norme NF EN 50539-11. Dans le cas de parafoudres de type SCM (fin de vie en court-circuit), le fabricant doit fournir les caractéristiques du déconnecteur externe à lui associer pour que l'ensemble parafoudre-déconnecteur externe ait les caractéristiques des parafoudres OCM (fin de vie en circuit ouvert).

Les onduleurs intègrent souvent des dispositifs de protection contre les surtensions. Ces dispositifs sont considérés comme remplissant la fonction parafoudre uniquement s'ils respectent les exigences de la norme NF EN 50539-11. Dans le cas contraire, la protection doit être assurée par des parafoudres externes.

La tension U_p des parafoudres externes doit se faire en coordination avec les caractéristiques des dispositifs intégrés aux onduleurs. Le fabricant d'onduleur doit alors fournir les données nécessaires à la sélection des parafoudres.

14.10.2 Mise en œuvre des parafoudres

Les parafoudres doivent être installés de manière à pouvoir être vérifiés et isolés de la source PV.

La mise en œuvre des parafoudres a.c. et d.c. est effectuée en suivant les règles énoncées dans le guide UTE C 61-740-52.

Le raccordement des parafoudres est effectué au plus court (cf. Figures 7 et 8).

Le raccordement à la borne de terre et aux bornes + et – du parafoudre s'effectue avec un conducteur de section minimale égale à 6 mm² Cu ou équivalent pour le type 2 et égale à 16 mm² Cu ou équivalent pour le type 1.

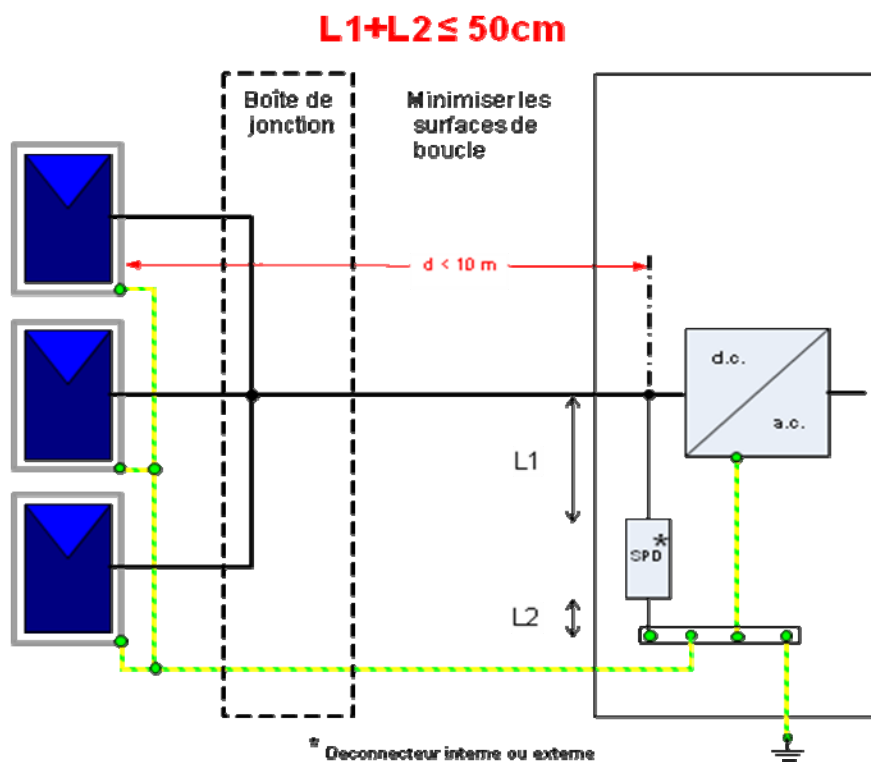


Figure 7 – Mise en œuvre des parafoudres sur la partie générateur PV - Distance $d < 10\text{ m}$

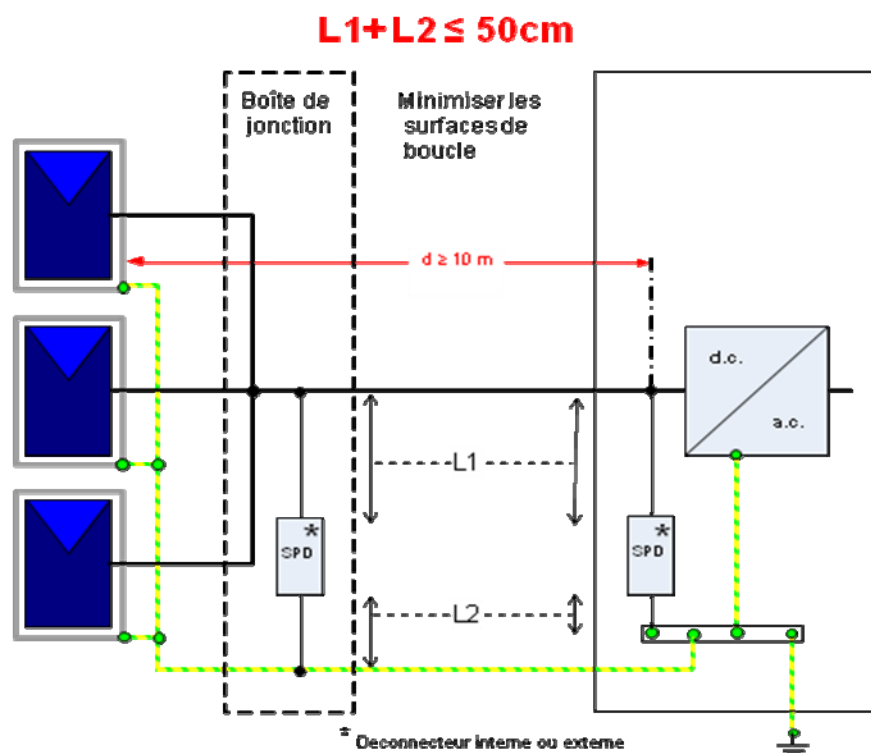


Figure 8 – Mise en œuvre des parafoudres sur la partie générateur PV - Distance $d \geq 10\text{ m}$

15 Signalisation

15.1 Identification des composants

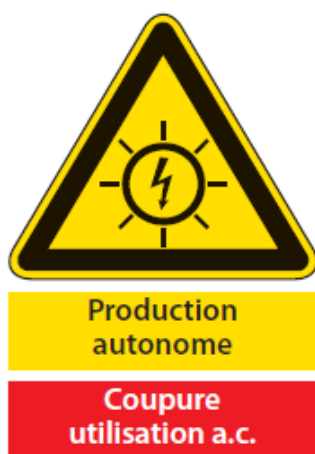
Les principaux composants constituant l'installation photovoltaïque devront être identifiés et repérés par des étiquettes facilement visibles et fixées d'une manière durable en correspondance avec les plans et schémas de l'installation :

- boîtes de jonction ;
- coffrets d.c. et a.c. ;
- câbles d.c. et a.c. (tenant et aboutissant avec repérage des polarités pour les câbles d.c.) ;
- tout convertisseur ;
- éléments d'accumulateurs ;
- dispositifs de protection et sectionnement ;
- disjoncteurs de branchement ;
- dispositifs éventuels de coupure d'urgence.

15.2 Etiquetage

Pour des raisons de sécurité à l'attention des différents intervenants (chargés de maintenance, contrôleurs, exploitants, services de secours,...), il est impératif de signaler la présence d'une installation photovoltaïque sur un bâtiment.



15.2.1 Etiquetage sur la partie utilisation a.c.



Une étiquette de signalisation est située à proximité de l'appareil de coupure générale courant alternatif.



15.2.2 Etiquetage sur la partie générateur PV

Toutes les boîtes de jonction (générateur PV et groupes PV) et canalisations d.c. devront porter un marquage visible et inaltérable indiquant que des parties actives internes à ces boîtes peuvent rester sous tension même après sectionnement côté continu de l'équipement de conversion.

 <p>ATTENTION : Câbles courant continu sous tension</p>	<p>Etiquette portant la mention</p> <p>« Attention, câbles courant continu sous tension »</p> <ul style="list-style-type: none"> • sur la face avant des boîtes de jonction • sur la face avant des coffrets d.c. • sur les extrémités des canalisations d.c. à minima
 <p>Ne pas manœuvrer en charge</p>	<p>Etiquette portant la mention</p> <p>« Ne pas manœuvrer en charge »</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ à l'intérieur des boîtes de jonction et coffrets d.c. ▪ à proximité des sectionneurs-fusibles, parafoudres débrochables ...

15.2.3 Etiquetage équipement de conversion

Tout équipement de conversion pouvant être alimenté par plusieurs sources doit porter un marquage indiquant qu'avant toute intervention il y a lieu d'isoler toutes les sources de tension.

 <p>RISQUE DE PRÉSENCE DE PLUSIEURS SOURCES DE TENSION</p>  <p>ISOLER LES SOURCES AVANT TOUTE INTERVENTION</p>	<p>Etiquette équipement de conversion et onduleur réversible</p>
--	---

15.3 Etiquetages spécifiques pour l'intervention des services de secours

Si un étiquetage spécifique pour l'intervention des services de secours est exigé, il répond aux principes décrits ci-après.

L'objectif de cette signalétique vise à apporter aux services de secours des informations qui permettent une approche décisionnelle afin de savoir rapidement :




- si et comment est sécurisée la zone accessible aux personnes à secourir ;
- s'il existe des dispositifs de coupure selon le paragraphe 12.5 et si la coupure est effective.

Cette signalétique apposée à côté de l'appareil général de commande et de sectionnement (ou AGCP) complète la signalétique dédiée à ou aux appareils généraux de commande et de sectionnement des installations de consommation et de production défini au paragraphe 12.

Tableau 8 : Etiquettes destinées aux dispositions pour intervention des services de secours

Signalétiques	Commentaires
Câble d.c. PV sous tension dans les parties accessibles au public sous chemin technique protégé	Une de ces signalétiques précise aux services de secours que la sécurité repose sur des dispositions constructives indiquées.
Câble d.c. PV sous tension à l'extérieur du bâtiment	
Câble d.c. PV et onduleur(s) sous tension à l'extérieur du bâtiment	
Câble d.c. PV sous tension uniquement dans le local onduleur	
Câble d.c. PV sous tension inférieure à 60 V dans les parties accessibles	Cette signalétique précise aux services de secours que la sécurité est assurée en raison de l'utilisation d'une tension d.c. ≤ 60 V.
Coupure des câbles d.c. PV sous tension située sur la façade XXXX	<p>Cette signalétique correspond à la possibilité d'une coupure par « commande à perche ». Elle précise l'emplacement de cette commande.</p> <p>Cette signalétique est apposée à côté de l'AGCP de production (ou l'AGCP de production et distribution).</p>
Site non raccordé au réseau	Cette signalétique précise aux services de secours qu'ils sont en présence d'une installation PV autonome (site non raccordé au réseau public de distribution d'électricité).

Tableau 9 : Etiquettes destinées aux dispositions pour intervention des services de secours (suite)

Signalétiques	Commentaires
<p>Voyant éteint = câbles d.c. PV hors tension dans les parties accessibles au public</p> 	<p>Cette signalétique précise aux services de secours que la sécurité repose sur une ou des dispositions de coupure. Le report d'information assuré par l'extinction d'un voyant blanc indique que l'appareil a effectivement coupé l'arrivée PV.</p>
<p>Voyant éteint = câbles d.c. PV et batterie hors tension dans les parties accessibles au public</p> 	<p>Cette signalétique précise aux services de secours que la sécurité repose sur une ou des dispositions de coupure. Le report d'information assuré par l'extinction d'un voyant blanc indique que l'appareil a effectivement coupé l'arrivée PV et l'arrivée batterie si celle-ci a une tension supérieure à 60 V.</p>
<p>Voyant éteint = absence de tension dans les câbles d.c. sur toute l'installation</p> 	<p>Cette signalétique correspond à la possibilité d'abaisser tous les câbles d.c. PV à une tension au moins inférieure à 60 V. Il n'y a donc pas de risque électrique lors de l'intervention sur TOUT le bâtiment.</p> <p>Cette signalétique est apposée à côté de l'AGCP production.</p>

16 Dossier Technique

Le dossier technique doit comporter les éléments suivants libellés en français :

- un schéma électrique unifilaire de l'installation photovoltaïque ;
- la nomenclature des équipements installés mentionnant les caractéristiques et les références des éléments de remplacement (fusibles, cartouches parafoudre....) ;
- un plan d'implantation des différents composants et modules photovoltaïques ainsi que des liaisons (canalisations) correspondantes ;
- une description de la procédure d'intervention sur l'installation photovoltaïque et consignes de sécurité.



17 Maintenance des installations photovoltaïques

17.1 Généralités

Le présent chapitre vise à définir les actions techniques minimales à envisager durant le cycle de vie d'une installation photovoltaïque pour maintenir ou rétablir l'installation dans un état dans lequel elle peut accomplir la fonction pour laquelle elle a été conçue.

Toutes les opérations de maintenance sont envisagées avec pour priorité d'assurer et de maintenir la sécurité des biens et des personnes.

NOTE 1 Ne sont visés dans ce chapitre que les activités de maintenance préventive, c'est-à-dire les opérations exécutées à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits, et destinées à réduire la probabilité de défaillance ou de dégradation du fonctionnement de l'installation. Ainsi, les opérations de maintenance corrective ne sont pas envisagées.

NOTE 2 Sont également exclus du présent guide les activités connexes relevant des activités des services maintenance des entreprises ou des prestataires extérieurs tel que sécurité (ex : rambarde PV) ou environnement (ex : recyclage des éléments constitutifs de l'installation – modules PV, batteries, ...).

NOTE 3 La maintenance corrective consiste, suite à détection d'une panne ou d'une défaillance, à remettre en état l'installation afin qu'elle puisse continuer à accomplir la fonction pour laquelle elle a été conçue.

NOTE 4 Les actions de maintenance corrective pourront entraîner l'anticipation des actions de maintenance préventive.

En marge de la maintenance, peuvent être envisagées des opérations visant à pallier l'usure de certains matériels et à les adapter à l'évolution des techniques, des normes et des règlements en vigueur, et également des opérations ayant pour but d'optimiser l'installation existante.

17.2 Types de maintenance et périodicité

On distingue les trois types de maintenance suivants correspondant aux opérations de :

- maintenance conditionnelle, basées sur une surveillance des paramètres significatifs de l'installation ;
- maintenance prévisionnelle, exécutées en suivant les prévisions extrapolées de l'analyse et de l'évaluation des paramètres significatifs de la dégradation du bien (ex. : corrosion) ;
- maintenance systématique, exécutées à des intervalles de temps pré-établis et sans contrôle préalable de l'état du bien ni de ses éléments constitutifs ; la périodicité recommandée est d'un an.

Pour tous les types d'installation, hormis les locaux d'habitation individuelle non destinés à une occupation temporaire ou saisonnière, les trois niveaux de maintenance doivent être envisagés.

Pour les locaux d'habitation individuelle non destinés à une occupation temporaire ou saisonnière, seul le niveau de maintenance conditionnelle est envisagé.

17.3 Actions de maintenance

17.3.1 Généralités

Sont à distinguer les points relatifs à la sécurité des personnes et des biens, des points relatifs au bon fonctionnement.

Ces actions de maintenance peuvent être amenées à être complétées en fonction des obligations réglementaires de sécurité auxquels le bâtiment peut être soumis.

La maintenance ne porte que sur les parties électriques facilement accessibles de l'installation, décrites en 17.3.2 et 17.3.3.

17.3.2 Points relatifs à la sécurité des personnes et des biens

Ces points sont les suivants :

- contrôle visuel de l'ensemble des parties accessibles de l'installation ;

- recherche des points chauds éventuels sans démontage ;
- vérification de l'absence de corrosion ;
- vérification de l'état des batteries ;
- contrôle visuel de l'état des câbles ;
- contrôle de l'état des boîtes de jonction ;
- contrôle visuel des connexions ;
- contrôle visuel des caractéristiques techniques de l'appareillage (fusibles, disjoncteurs parafoudres,...) ;
- test des dispositifs différentiels à courant résiduel (DDR) ;
- vérification des liaisons équipotentielles ;
- test de la fonction coupure d'urgence ;
- test de l'éventuel dispositif de coupure pour intervention des services de secours ;
- contrôle de la présence et du bon état de l'identification des composants conformément au paragraphe 15.1 ;
- contrôle de la présence et du bon état de l'étiquetage conformément aux paragraphes 15.2 et 15.3 ;
- contrôle de la disponibilité des dossiers de plans de l'installation PV à jour.

17.3.3 Points relatifs au bon fonctionnement

Ces points sont les suivants :

- nettoyage des modules photovoltaïques ;
- vérification de l'onduleur ;
- vérification du maintien des conditions initiales de l'environnement des modules PV ;
- vérification des mises à la terre fonctionnelles ;
- état de charge de la ou des batterie(s) ;
- vérification du régulateur ;
- vérification du maintien des conditions d'exploitation des locaux et du maintien de leur destination initiale ;
- dépoussiérage.



Annexe A

Calcul de U_{ocmax} et I_{scmax}

A.1 Calcul de U_{ocmax}

U_{ocmax} est la tension maximale aux bornes d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV, ou du générateur PV non chargé (circuit ouvert). Elle se calcule avec la formule :

$$U_{ocmax} = K_U U_{ocSTC}$$

Le facteur de correction K_U prend en compte l'augmentation de la tension en circuit ouvert des modules, en considérant la température ambiante minimale **Tmin** du site d'installation PV et le coefficient de variation de la tension du module en température αU_{oc} (information fournie par le constructeur du module PV) :

$$K_U = 1 + (\alpha U_{oc} / 100) \times (Tmin - 25)$$

- αU_{oc} coefficient de variation de la tension du module en température, en %/°C
- Tmin température ambiante minimale du site d'installation, en °C

αU_{oc} est un facteur négatif, qui peut être fourni par le constructeur de module en mV/°C ou en %/°C. Quand il est exprimé en mV/°C, il convient de l'exprimer en %/°C par la formule suivante :

$$\alpha U_{oc} (\%/^{\circ}C) = 0,1 \alpha U_{oc} (mV/^{\circ}C) / U_{ocSTC} \text{ du module (V)}$$

NOTE Exemple de module avec αU_{oc} exprimé en mV/°C

- Module en Si multicristalin, $U_{ocSTC} = 38.3V$, $\alpha U_{oc} = -133 \text{ mV}/^{\circ}C \rightarrow \alpha U_{oc} = -0,35 \text{ } \%/^{\circ}C$
- Tmin = -15°C $\rightarrow Tmin - 25 = -40^{\circ}C \rightarrow K_U = 1,14 \rightarrow U_{ocmax} = 1,14 U_{ocSTC}$

αU_{oc} peut présenter des valeurs très différentes en fonction de la technologie des modules PV. Pour les modules en Si amorphe, les caractéristiques électriques durant les premières semaines de fonctionnement sont plus élevées que les caractéristiques nominales. Ce phénomène est documenté par le constructeur de module et doit être pris en compte dans le calcul de U_{ocmax} .

Sans connaissance de la température minimale du site ou du coefficient de variation de la tension en température, U_{ocmax} doit être choisi au minimum égal à $1,2 U_{ocSTC}$.

Si la température minimale est connue, pour une technologie de modules au silicium monocristallin et multicristallin, le Tableau ci-dessous peut être utilisé.

Tableau A1 – Facteur de correction k pour les modules au silicium monocristallin et multicristallin

Température ambiante minimale °C	Facteur de correction (k)
24 à 20	1,02
19 à 15	1,04
14 à 10	1,06
9 à 5	1,08
4 à 0	1,10
-1 à -5	1,12
-6 à -10	1,14
-11 à -15	1,16
-16 à -20	1,18
-21 à -25	1, 20
-26 à -30	1,21
-31 à -35	1,23
-36 à -40	1,25

Ce coefficient peut être différent pour d'autres technologies (voir les indications du constructeur).

A.2 Calcul de I_{scmax}

Le courant de court-circuit maximal d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV ou d'un générateur PV se calcule par la formule suivante :

$$I_{scmax} = K_i I_{scSTC}$$

K_i doit être choisi au minimum égal à 1,25.



Annexe B (informative)

Câbles pour installations photovoltaïques – Valeurs des intensités admissibles

Des câbles spécifiques pour les installations photovoltaïques ont été mis au point pour répondre aux besoins de ces installations. Les tableaux ci-dessous, extraits du document UTE C 32-502, donnent les valeurs des intensités admissibles des câbles conformes à ce guide.

Courant admissible

Les valeurs des courants admissibles sont données dans les Tableaux B1 et B3 pour une température ambiante d'utilisation de 70 °C et une température maximale à l'âme de 90 °C et 120 °C.

Pour une température ambiante différente, les facteurs de correction à appliquer sont donnés dans les Tableaux B2 et B4.

Afin de mieux guider le choix de la section du conducteur, le Tableau B5 précise les pertes en fonction de l'intensité à transiter.

Tableau B1 – Courant admissible des câbles pour installations photovoltaïques pour une température maximale à l'âme de 90 °C

Section mm ²	Intensité en A
	Type de pose Deux câbles adjacents sur paroi
1,5	14
2,5	19
4	26
6	33
10	46
16	62
25	82
35	102

NOTE Les calculs ont été effectués selon la norme CEI 60364-5-52.

Tableau B2 – Facteur de correction pour une température maximale à l'âme de 90 °C

Température ambiante en °C	Facteur de conversion
≤ 60	1,22
70	1
80	0,71

Facteur de correction à appliquer conformément à la CEI 60364-5-52, Tableau B.52-17

**Tableau B3 – Courant admissible des câbles pour installations photovoltaïques
pour une température maximale à l'âme de 120 °C**

Section mm ²	Intensité en A
	Type de pose Deux câbles adjacents sur paroi
1,5	22
2,5	30
4	40
6	52
10	72
16	97
25	129
35	160

NOTE Les calculs ont été effectués selon la norme CEI 60364-5-52.

**Tableau B4 – Facteurs de correction pour une température maximale
à l'âme de 120 °C**

Température ambiante en °C	Facteur de conversion
≤ 60	1,08
70	1
80	0,91
90	0,82
100	0,71
110	0,58

Le Tableau B5 ci-dessous donne le calcul des pertes pour une température ambiante de 70 °C et une température maximale à l'âme de 90 °C et 120 °C. Les valeurs typiques d'intensité admissible sont issues des Tableaux B1 et B3.



Tableau B5 – Guide pour le choix de la section du conducteur en fonction de l'intensité transitée et des pertes pour une température maximale de l'âme de 90 °C et 120 °C

I_n	90 °C		120 °C	
	Section	Pertes	Section	Pertes
A	mm ²	W/m	mm ²	W/m
17	1,5	4,9	1,5	5,4
24	2,5	5,9		10,7
27	4	4,6		13,5
32		6,5	2,5	11,4
37	6	5,8		15,2
41		7,1	4	11,6
50	10	6,1		17,2
57		7,9	6	14,9
64	16	6,3		18,8
77		9,1	10	15,8
89	25	7,9		21,1
102		10,3	16	17,5
120	35	10,2		24,3
126		11,2	25	17,2
160	50	12,6		27,8
198	50	19,5	35	30,3

Exemple d'utilisation du Tableau B5 :

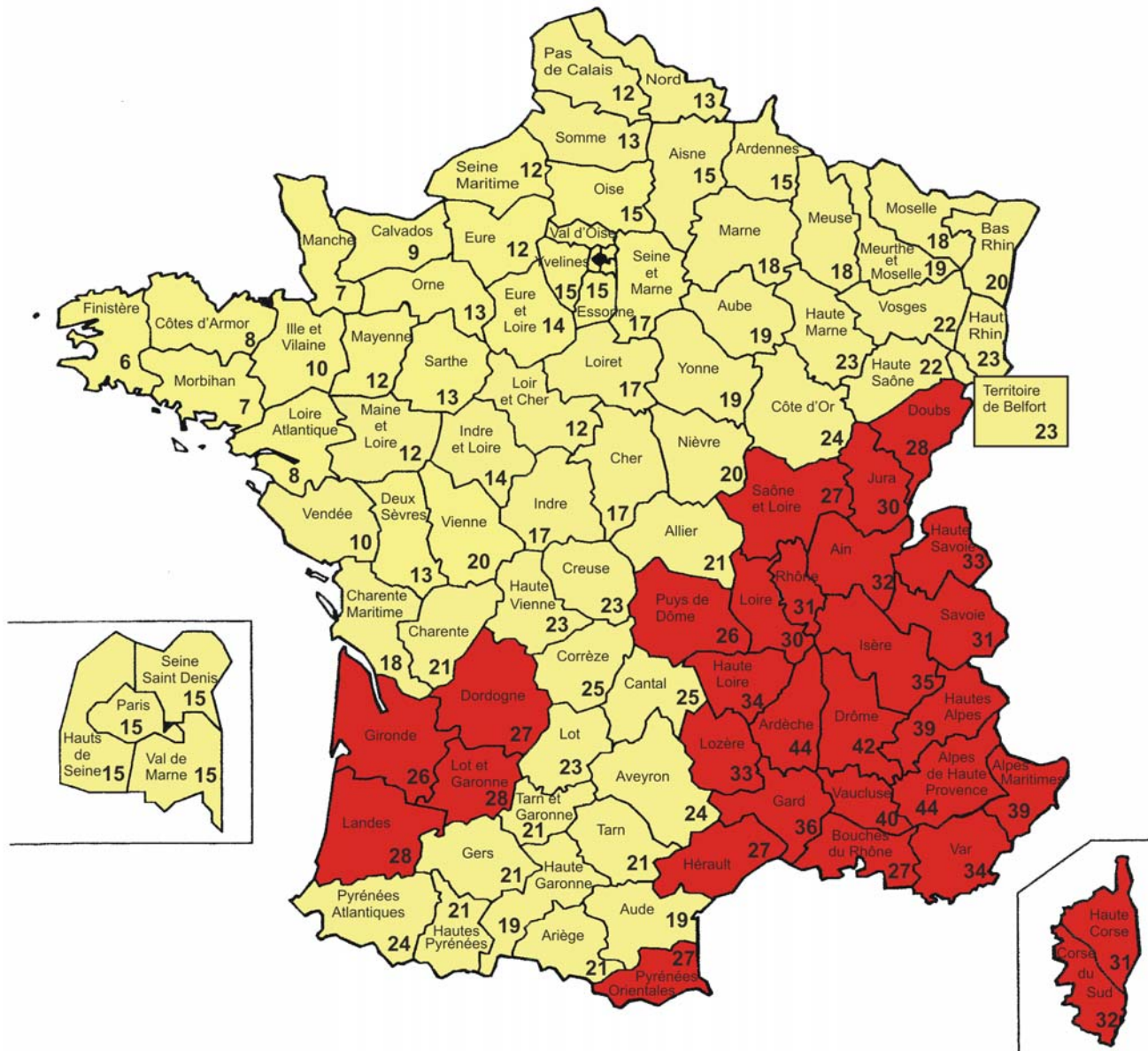
Pour transiter 41 A, avec une température maximale de l'âme du câble pouvant atteindre 90 °C, il faudra prendre une section minimale de 6 mm², ce qui conduira à des pertes de 7,1 W/m d'après le Tableau B5.

Si la température maximale de l'âme du câble peut atteindre 120 °C, la section minimale pourrait être ramenée à 4 mm² ce qui conduirait à des pertes de 11,6 W/m, (dans ce cas les pertes sont augmentées de 63 % environ).

Annexe C

Niveaux kérauniques en France et dans les DOM

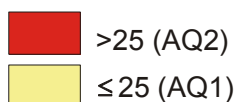
Note - Pour obtenir la densité de foudroiemement correspondante (N_g), il suffit de diviser N_k par 10



Réunion : $N_k = 20$

Guyane/Martinique/Guadeloupe : $N_k = 40$

Saint-Pierre et Miquelon : $N_k = 1$



BIBLIOGRAPHIE

ATTESTATION DE CONFORMITE

♦ **DECRET n° 72-1120 du 14 décembre 1972** relatif au contrôle et à l'attestation de la conformité des installations électriques intérieures aux règlements et normes de sécurité en vigueur
[Tel que modifié par le décret n° 2010-301 du 22 mars 2010, le décret n° 72-1120 du 14 décembre 1972 concerne également les installations de production d'électricité d'une puissance inférieure à 250 kVA raccordée au réseau public de distribution d'électricité et requérant une modification de l'installation intérieure d'électricité]

AUTRES TEXTES

♦ **PROTECTION CONTRE L'INCENDIE** des bâtiments d'habitation

♦ **REGLEMENT DE SECURITE** contre les risques d'incendie et de panique dans les établissements recevant du public
[Les mesures de sécurité à prendre en cas d'installation de panneaux photovoltaïques dans un établissement recevant du public ont fait l'objet d'un avis rendu par la CCS (Commission Centrale de Sécurité) le 5 novembre 2009]

♦ **CODE DU TRAVAIL**

♦ **REGLEMENT DE SECURITE** pour la construction des immeubles de grande hauteur et leur protection contre les risques d'incendie et de panique

Installations électriques à basse tension

UTE/U15

Liste des organismes représentés

Secrétariat : UTE

ANROC (ASSOCIATION NATIONALE DES REGIES DE SERVICES PUBLICS & DES ORGANISMES
CONSTITUES PAR LES COLLECTIVITES LOCALES)

BBS CONCEPTION

CAPEB (CONFEDERATION DE L'ARTISANAT ET DES PETITES ENTREPRISES DU BATIMENT)

CEA (COMMISSARIAT A L'ENERGIE ATOMIQUE ET AUX ENERGIES ALTERNATIVES)

EDF (ELECTRICITE DE FRANCE)

FAMILLES DE FRANCE

FEDERATION DES PROMOTEURS CONSTRUCTEURS

FFIE (FEDERATION FRANCAISE DES ENTREPRISES DE GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE)

FFSA (FEDERATION FRANCAISE DES SOCIETES D'ASSURANCES)

FIDI (FEDERATION INTERPROFESSIONNELLE DU DIAGNOSTIC IMMOBILIER)

FRANCE TELECOM

GDF SUEZ

GIFAM (GROUPEMENT INTERPROFESSIONNEL DES FABRICANTS D'APPAREILS D'EQUIPEMENT
MENAGER)

GIMELEC (GROUPEMENT DES INDUSTRIES DE L'EQUIPEMENT ELECTRIQUE, DU CONTRÔLE-
COMMANDE ET DES SERVICES ASSOCIES)

IGNES (LES INDUSTRIES DU GENIE NUMERIQUE, ENERGETIQUE ET SECURITAIRE)

MINISTERE DE L'ECOLOGIE, DU DEVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ENERGIE

MINISTERE DE L'INTERIEUR

MINISTERE DU TRAVAIL, DE L'EMPLOI, DE LA FORMATION PROFESSIONNELLE ET DU DIALOGUE
SOCIAL

PROMOTELEC

Q-CELLS INTERNATIONAL FRANCE SAS

SALM

SER (SYNDICAT DES ENERGIES RENOUVELABLES)

SERCE (SYNDICAT DES ENTREPRISES DE GENIE ELECTRIQUE ET CLIMATIQUE)

SOCOTEC

SYCABEL (SYNDICAT PROFESSIONNEL DES FABRICANTS DE FILS ET CABLES ELECTRIQUES ET
DE COMMUNICATION)

SYNDICAT DE L'ECLAIRAGE

TENESOL

UNION DES MAISONS FRANCAISES
