

**UNION TECHNIQUE DE L'ELECTRICITE**

---

**INSTALLATIONS ELECTRIQUES A BASSE TENSION**

**GUIDE PRATIQUE**

**Installations photovoltaïques  
autonomes**

Stand alone photovoltaic installations

---

**AVANT-PROPOS**

Le présent document a été préparé par la Commission U15C, Installations électriques à basse tension – Protections électriques.

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 (date de parution + 6 mois)

*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 guide étant un nouveau document prenant en compte le développement de la technologie photovoltaïque, des évolutions sont prévisibles. De ce fait, des observations sur ce document pourront être adressées à l'UTE afin d'être examinées au sein de la Commission U15, Installations électriques à basse tension ; elles pourront être prises en compte lors d'une révision du présent guide.

Le présent document a été validé le XXX par la Commission U15, Installations électriques à basse tension, et approuvé par le Conseil Technique de l'Union Technique de l'Electricité le XXX.

## SOMMAIRE

31			
32			
33			
34	1	Introduction.....	6
35	2	Domaine d'application.....	6
36	3	Références normatives.....	6
37	4	Définitions.....	8
38	5	Description des installations PV.....	11
39	6	Mise à la terre de l'installation.....	12
40	6.1	Schémas des liaisons à la terre de la partie utilisation a.c.....	12
41	6.2	Mise à la terre d'une polarité de la « partie générateur PV ».....	12
42	6.3	Mise à la terre des masses et éléments conducteurs.....	12
43	6.3.1	Partie « générateur PV ».....	12
44	6.3.2	Partie « distribution d.c. ».....	13
45	6.3.3	Onduleurs.....	13
46	7	Protection contre les chocs électriques.....	14
47	7.1	Généralités.....	14
48	7.2	Protection contre les contacts directs.....	14
49	7.2.1	Généralités.....	14
50	7.2.2	Cas de l'installation en BT.....	14
51	7.2.3	Cas de l'installation en TBTS et TBTP.....	14
52	7.3	Protection contre les contacts indirects.....	15
53	7.3.1	Généralités.....	15
54	7.3.2	Parties d.c.....	15
55	7.3.3	Partie utilisation a.c.....	16
56	8	Protection contre les surintensités.....	17
57	8.1	Partie Générateur PV.....	17
58	8.1.1	Généralités.....	17
59	8.1.2	Protection des modules PV.....	19
60	8.1.3	Protection des câbles de chaînes PV.....	19
61	8.1.4	Protection des câbles de groupes PV.....	20
62	8.1.5	Protection du câble principal PV.....	21
63	8.1.6	Caractéristiques des dispositifs de protection contre les surintensités.....	21
64	8.2	Partie distribution d.c.....	21
65	8.2.1	Protection du câble batterie.....	21
66	8.2.2	Protection du câble Régulateur et des câbles Utilisations d.c. et a.c.....	22
67	8.3	Partie utilisation d.c.....	22
68	8.4	Partie utilisation a.c.....	22
69	8.5	Protection des circuits auxiliaires.....	22
70	9	Règles de couplage.....	23
71	10	Prévention contre la dégradation des installations photovoltaïques.....	23
72	11	Chute de tension.....	23
73	11.1	Généralités.....	23
74	11.2	Partie générateur PV.....	23
75	11.3	Partie utilisation a.c.....	23
76	11.4	Partie distribution et utilisation d.c.....	23
77	12	Sectionnement, commande et coupure.....	24
78	12.1	Sectionnement.....	24

79	12.2	Commande .....	24
80	12.3	Coupure d'urgence.....	24
81	12.3.1	Généralités .....	24
82	12.3.2	Coupure d'urgence du générateur PV .....	24
83	12.3.3	Coupure d'urgence de la batterie .....	24
84	12.3.4	Coupure d'urgence d'autres sources d'alimentation.....	25
85	12.3.5	Coupure d'urgence des parties utilisations a.c. et d.c .....	25
86	12.3.6	Cas particulier des locaux privatifs à usage d'habitation .....	25
87	12.4	Coupure pour intervention des services de secours .....	25
88	12.4.1	Dispositions générales.....	25
89	12.4.2	Dispositions complémentaires.....	26
90	13	Protection contre les surtensions d'origine atmosphérique ou dues à des manœuvres ...	27
91	13.1	Généralités .....	27
92	13.1.1	Principes de protection.....	27
93	13.1.1.1	Protection par équipotentialité .....	27
94	13.1.1.2	Protection par parafoudres .....	27
95	13.2	Conditions d'installation des parafoudres.....	27
96	13.2.1	Condition d'installation de parafoudre côté a.c.....	27
97	13.2.2	Condition d'installation de parafoudre générateur PV.....	27
98	13.2.2.1	Installation sans paratonnerre.....	27
99	13.2.2.2	Installation avec paratonnerre.....	29
100	13.3	Protection contre les surtensions des installations sans paratonnerre.....	29
101	13.3.1	Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté utilisation (a.c. ou d.c.).....	29
102	13.3.2	Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté générateur PV .....	29
103	13.3.2.1	Choix de $I_n$ .....	29
104	13.3.2.2	Choix de $I_{max}$ .....	29
105	13.3.2.3	Choix de $I_{imp}$ .....	29
106	13.3.2.4	Choix de $U_p$ .....	30
107	13.3.2.5	Choix de $U_{CPV}$ .....	30
108	13.3.2.6	Choix de $I_{SCWPV}$ et du dispositif de protection associé au parafoudre.....	30
109	13.4	Règles complémentaires pour la protection contre les surtensions des installations	
110		avec paratonnerre .....	31
111	14	Choix et mise en œuvre des matériels .....	32
112	14.1	Généralités .....	32
113	14.2	Canalisations .....	32
114	14.2.1	Choix .....	32
115	14.2.2	Mise en œuvre .....	33
116	14.3	Modules PV .....	34
117	14.4	Régulateurs .....	34
118	14.5	Onduleur.....	34
119	14.6	Batteries .....	35
120	14.6.1	Généralités .....	35
121		Les batteries doivent être conformes à la NF EN 61427.....	35
122	14.6.2	Mise en œuvre .....	35
123	14.6.2.1	Cas où C(Ah) x U(V) est inférieur ou égal à 1000.....	35
124	14.6.2.2	Cas où C(Ah) x U(V) est supérieur à 1000 .....	35

125	<b>14.6.2.2.1</b>	Emplacement .....	35
126	<b>14.6.2.2.2</b>	Local batterie .....	35
127	<b>14.6.2.2.3</b>	Enveloppe de batterie .....	36
128	<b>14.6.2.2.4</b>	Ventilation.....	36
129	<b>14.6.2.2.4.1</b>	Ventilation naturelle .....	37
130	<b>14.6.2.2.4.2</b>	Ventilation forcée .....	37
131	<b>14.6.2.2.5</b>	Disposition des éléments de batterie .....	37
132	<b>14.6.2.2.6</b>	Eléments d'accumulateurs .....	38
133	14.7	Appareillage.....	39
134	14.7.1	Généralités .....	39
135	14.7.2	Appareillages installés dans la partie générateur PV .....	39
136	<b>14.8</b>	Ensembles d'appareillages .....	39
137	<b>14.9</b>	Connecteurs .....	40
138	<b>14.10</b>	Parafoudres .....	40
139	<b>14.10.1</b>	Choix des parafoudres.....	40
140	<b>14.10.2</b>	Mise en œuvre des parafoudres.....	40
141	15	Signalisation .....	43
142	15.1	Identification des composants .....	43
143	15.2	Etiquetage .....	43
144	15.2.1	Etiquetage sur la partie utilisation a.c. ....	43
145	15.2.2	Etiquetage sur la partie générateur PV.....	44
146	15.2.3	Etiquetage équipement de conversion.....	44
147	15.3	Etiquetages spécifiques pour l'intervention des services de secours.....	45
148	16	Dossier Technique .....	46
149	17	Maintenance des installations photovoltaïques.....	47
150	17.1	Généralités .....	47
151	17.2	Types de maintenance et périodicité.....	47
152	17.3	Actions de maintenance .....	47
153	17.3.1	Généralités .....	47
154	17.3.2	Points relatifs à la sécurité des personnes et des biens.....	47
155	17.3.3	Points relatifs au bon fonctionnement.....	48
156	Annexe A	.....	49
157		Calcul de $U_{OC\ MAX}$ et $I_{SC\ MAX}$ .....	49
158	A1	Calcul de $U_{OC\ MAX}$ .....	49
159	A.2	Calcul de $I_{SC\ MAX}$ .....	49
160	Annexe B (informative)	Câbles pour installations photovoltaïques – Valeurs des intensités	
161		admissibles.....	50
162	Annexe C	Niveaux kérauniques en France et dans les DOM.....	53
163			
164			

## 165 **1 Introduction**

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

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

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

172 L'application des présentes règles ne dispense pas de respecter les règlements administratifs  
173 auxquels certaines installations sont tenues de satisfaire.  
174

## 175 **2 Domaine d'application**

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

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

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

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

184 Seul le cas d'installations avec contrôleur de charge batterie non isolé est considéré.  
185

## 186 **3 Références normatives**

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

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

193

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 Règles de sécurité pour les batteries et les installations de batteries - Partie 2 :  
(C 58-272) Batteries stationnaires

NF EN 50380 Spécifications particulières et informations sur les plaques de constructeur pour les  
(C 57-201) modules photovoltaïques

NF EN 50521 Connecteurs pour systèmes photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais  
(C 57-339)

pr NF EN 50539-11 Parafoudres basse tension - Parafoudres pour applications spécifiques incluant le  
(C 61-739-11) courant continu - Partie 11: Exigences et essais pour parafoudres connectés aux  
installations photovoltaïques

NF EN 60269-6 Fusibles basse tension - Partie 6: Exigences supplémentaires concernant les  
(C 60-200-6) éléments de remplacement utilisés pour la protection des systèmes d'énergie  
solaire photovoltaïque

NF EN 60664-1 Coordination de l'isolement des matériels dans les systèmes (réseaux) à basse tension  
(C 20-040-1) 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 15-400	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)

## 195 4 Définitions

196 En complément des définitions de la norme NF C 15-100, les définitions suivantes s'appliquent au  
197 présent guide.  
198

### 199 4.1

#### 200 cellule PV

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

### 203 4.2

#### 204 module PV

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

### 207 4.3

#### 208 chaîne PV

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

### 211 4.4

#### 212 groupe PV

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

### 215 4.5

#### 216 boîte de jonction de groupe PV

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

### 219 4.6

#### 220 générateur PV

#### 221 champ PV

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

### 224 4.7

#### 225 boîte de jonction ou tableau de générateur PV

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

### 228 4.8

#### 229 câble de chaîne PV

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

### 231 4.9

#### 232 câble de groupe PV

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

### 234 4.10

#### 235 câble principal PV

236 câble connectant la boîte de jonction de générateur PV aux bornes du courant continu de l'onduleur  
237 d'injection

238 NOTE L'équipement de conversion peut être un régulateur ou un onduleur d'injection

### 239 4.11

#### 240 onduleur d'injection

241 convertisseur injectant à un réseau a.c. sous tension la puissance produite par un générateur  
242 photovoltaïque

### 243 4.12

#### 244 onduleur autonome

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

247



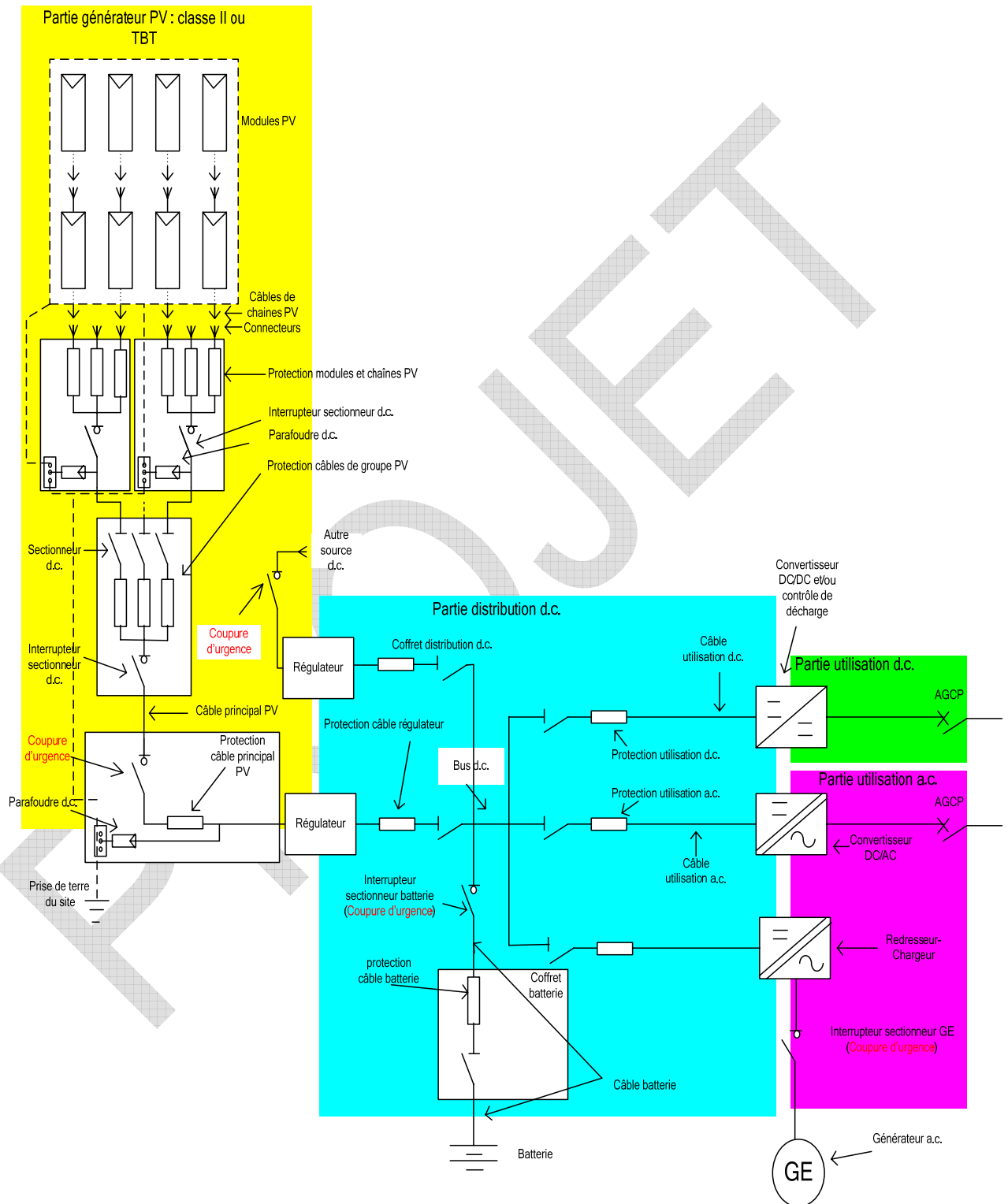
- 248 **4.13**  
 249 **STC**  
 250 **conditions d'essai normalisées**  
 251 conditions d'essais prescrites dans la NF EN 60904-3 (C 57-323) pour les cellules et les modules  
 252 PV
- 253 **4.14**  
 254 **tension en circuit ouvert**  
 255  $U_{ocSTC}$   
 256 tension en conditions d'essai normalisées, aux bornes d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un  
 257 groupe PV non chargés (ouvert) ou aux bornes, partie courant continu, de l'équipement de  
 258 conversion PV
- 259 **4.15**  
 260 **tension à la puissance maximale**  
 261  $U_{mppSTC}$   
 262 tension d'un module, d'une chaîne, d'un groupe, correspondant à la puissance maximale dans les  
 263 conditions d'essai normalisées
- 264 **4.16**  
 265 **tension PV maximale en circuit ouvert**  
 266  $U_{OC MAX}$   
 267 Tension maximale en circuit ouvert d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV, ou d'un  
 268 générateur PV  
 269 NOTE : Le calcul de  $U_{OC MAX}$  est décrit en Annexe
- 270 **4.17**  
 271 **courant PV maximal en circuit ouvert**  
 272  $I_{SC MAX}$   
 273 Courant maximal en court-circuit d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV, ou d'un  
 274 générateur PV  
 275 NOTE Le calcul de  $I_{SC MAX}$  est décrit en Annexe
- 276 **4.18**  
 277 **courant à la puissance maximale**  
 278  $I_{mppSTC}$   
 279 courant d'un module, correspondant à la puissance maximale dans les conditions d'essai  
 280 normalisées
- 281 **4.19**  
 282 **courant de court-circuit**  
 283  $I_{scSTC}$   
 284 courant de court-circuit d'un module, d'une chaîne, d'un groupe PV ou d'un générateur PV en  
 285 conditions d'essai normalisées
- 286 **4.20**  
 287 **courant inverse maximal**  
 288  $I_{RM}$   
 289 valeur assignée de l'éventuel dispositif de protection contre les surintensités fournie par le fabricant  
 290 du module  
 291 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.  
 292 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  
 293 module pendant 8 heures.
- 294 **4.21**  
 295 **partie générateur PV**  
 296 partie d'une installation PV située entre les modules PV et les bornes en courant continu de  
 297 l'équipement de conversion PV
- 298 **4.22**  
 299 **partie distribution d.c.**  
 300 partie assurant l'interface entre la partie générateur PV, la batterie et les parties utilisation
- 301 **4.23**  
 302 **partie utilisation a.c.**  
 303 partie d'une installation PV située en aval des bornes à courant alternatif de l'onduleur autonome

- 304 **4.24**  
305 **partie utilisation d.c.**  
306 partie d'une installation PV située en aval de la partie distribution d.c.
- 307 **4.25**  
308 **maximum power point tracking**  
309 **MPPT**  
310 méthode de pilotage interne à un onduleur d'injection ou un régulateur assurant la recherche du  
311 fonctionnement à puissance maximale
- 312 **4.26**  
313 **élément d'accumulateur**  
314 ensemble d'électrodes et d'électrolyte constituant l'unité de base d'une batterie d'accumulateur
- 315 **4.27**  
316 **batterie d'accumulateurs**  
317 plusieurs éléments d'accumulateurs ou de batteries monoblocs connectés en série et utilisés  
318 comme source d'énergie électrique
- 319 **4.28**  
320 **batterie monobloc**  
321 batterie d'accumulateurs dont les éléments sont assemblés dans un bac à plusieurs compartiments
- 322 **4.29**  
323 **régulateur**  
324 **contrôleur de charge de batterie**  
325 dispositif électronique qui commande la charge et la décharge de la batterie dans une installation  
326 photovoltaïque. La fonction de contrôle de décharge peut être incluse sous la forme d'un sous-  
327 système au sein d'un autre produit.  
328  
329

330

331 **5 Description des installations PV**

332 Un exemple type d'architecture d'installations PV est donné en Figure 1. Ce schéma n'est qu'un  
 333 exemple et ne doit en aucun cas être utilisé comme référence. Par exemple, des installations de  
 334 petite puissance sont réalisées sur la base d'un équipement regroupant différentes fonctions.  
 335



**Figure 1 – Schéma de principe d'installation PV**

336  
 337  
 338  
 339

340

## 341 **6 Mise à la terre de l'installation**

### 342 **6.1 Schémas des liaisons à la terre de la partie utilisation a.c.**

343 Un isolement galvanique entre les parties d.c. et a.c. est exigé. Il peut être intégré à l'onduleur ou  
344 être externe. Cette disposition :

- 345 • protège l'onduleur des conséquences d'un défaut double en amont et en aval de ce dernier ;
- 346 • permet le libre choix du schéma des liaisons à la terre de la partie utilisation a.c.

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

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

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

353

### 354 **6.2 Mise à la terre d'une polarité de la « partie générateur PV »**

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

358 Aucune polarité n'est reliée à la terre. Toutefois, pour des raisons fonctionnelles, certaines  
359 technologies de modules photovoltaïques nécessitent qu'une polarité soit reliée à la terre. Dans ce  
360 cas, la mise à la terre est celle du schéma TN ou TBTP de la partie «distribution d.c.».

361

### 362 **6.3 Mise à la terre des masses et éléments conducteurs**

#### 363 **6.3.1 Partie « générateur PV »**

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

371 La Figure 2 ci-dessous illustre un exemple de mise en œuvre.

372

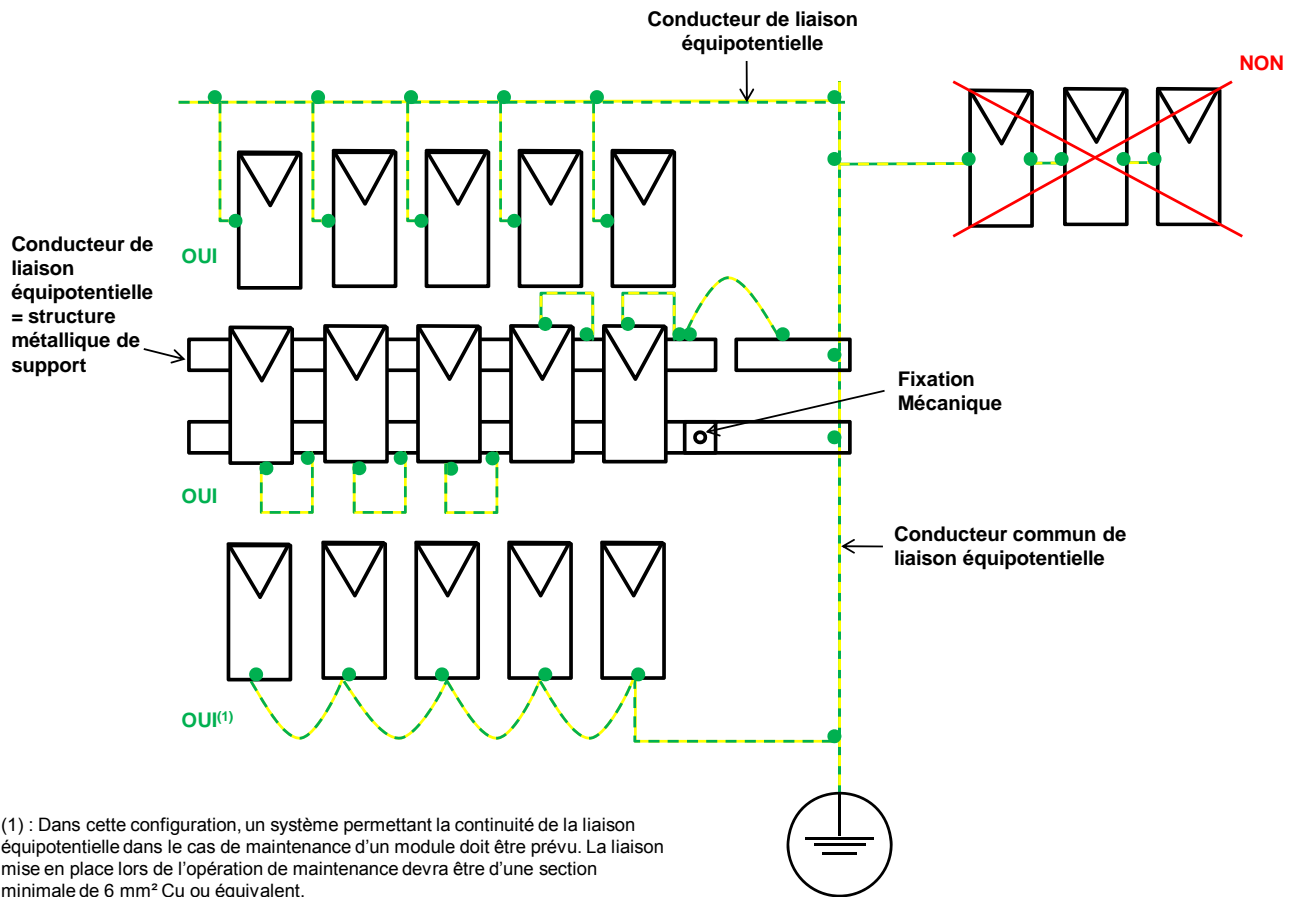


Figure 2 – Exemple de mise en œuvre

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 cm<sup>2</sup> 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 mm<sup>2</sup> 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 mm<sup>2</sup> Cu ou équivalent, et au conducteur de protection de l'installation.

396

397 **7 Protection contre les chocs électriques**398 **7.1 Généralités**

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

401 La tension courant continu lisse à considérer pour le générateur PV est la tension  $U_{OCMAX}$ .

402

403 **7.2 Protection contre les contacts directs**404 **7.2.1 Généralités**

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

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

408 **7.2.2 Cas de l'installation en BT**

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

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

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

418

419 **7.2.3 Cas de l'installation en TBTS et TBTP**

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

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

426

427 **Tableau 1 – Synthèse de la protection contre les contacts directs**

428

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

429

430

### 431 7.3 Protection contre les contacts indirects

#### 432 7.3.1 Généralités

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

435 La présente partie décrit les différents modes de protection des personnes contre les contacts  
436 indirects dans une installation photovoltaïque non raccordée au réseau public de distribution et  
437 équipée d'un dispositif de stockage d'énergie électrique par batterie. Dans ce but, l'installation  
438 photovoltaïque se décompose en quatre parties :

- 439 • la partie « générateur PV », s'étendant du champ photovoltaïque jusqu'aux bornes d'entrée  
440 du régulateur-chargeur de la batterie ;
- 441 • la partie « distribution d.c. », incluant toute la partie d.c. de l'installation, y compris le  
442 stockage d'énergie, à l'exception de la partie « générateur PV » ;
- 443 • la partie « utilisation a.c. », située en aval de l'onduleur.
- 444 • la partie « utilisation d.c. » située en aval du convertisseur d.c.

445 La partie « générateur PV » est caractérisée par la tension  $U_{ocmax}$ . La partie « distribution d.c. » est  
446 caractérisée par la tension  $U_{dc max}$ .

447

#### 448 7.3.2 Parties d.c.

##### 449 7.3.2.1 Protection par TBTS

450 Les dispositions de l'article 414 de la NF C 15-100 doivent être respectées. La protection des  
451 personnes contre les contacts indirects est réalisée par TBTS lorsque les quatre conditions  
452 suivantes sont simultanément satisfaites :

- 453 • la tension  $U_{ocmax}$  est inférieure ou égale à 120 V ;
- 454 • la tension maximale que peut atteindre la batterie  $U_{dc MAX}$  est inférieure ou égale à 120 V ;
- 455 • toute source d'énergie électrique côté alternatif, susceptible de fonctionner en parallèle  
456 avec l'onduleur, doit être connectée par l'intermédiaire d'un transformateur de sécurité ;
- 457 • la partie « générateur PV » ne comporte pas de mise à la terre fonctionnelle d'une polarité.

458

##### 459 7.3.2.2 Protection par TBTP

460 Les dispositions de l'article 414 de la norme NF C 15-100 doivent être respectées. La protection  
461 des personnes contre les contacts indirects est réalisée par TBTP lorsque les quatre conditions  
462 suivantes sont simultanément satisfaites :

- 463 • la tension  $U_{oc MAX}$  est inférieure ou égale à 120 V ;
- 464 • la tension maximale que peut atteindre la batterie  $U_{dc MAX}$  est inférieure ou égale à 120 V ;
- 465 • toute source d'énergie électrique côté alternatif, susceptible de fonctionner en parallèle  
466 avec l'onduleur, doit être connectée par l'intermédiaire d'un transformateur de sécurité ;
- 467 • une polarité de la partie « distribution d.c. » est reliée à la terre, au niveau du bus d.c.

468 Lorsque la partie « générateur PV » comporte une mise à la terre fonctionnelle, celle-ci doit être de  
469 même polarité que celle utilisée pour la TBTP.

470

##### 471 7.3.2.3 Partie distribution d.c. en schéma TN

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

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

478 On distingue deux possibilités :

479 **a)** une polarité de la partie « distribution d.c. » est reliée à la terre au niveau du bus d.c.. La  
480 protection des personnes contre les contacts indirects est assurée à l'origine de chaque circuit par  
481 des dispositifs de protection contre les surintensités, placés sur la polarité non reliée à la terre ;.

482 **b)** la mise à la terre est réalisée au niveau d'un point milieu de la batterie. La protection des  
483 personnes contre les contacts indirects est assurée à l'origine de chaque circuit par des dispositifs  
484 de protection contre les surintensités, placés sur chaque polarité.

485 Dans tous les cas, les dispositifs de protection doivent être installés dans une enveloppe présentant  
486 une isolation double ou renforcée.

487 La section minimale du conducteur de mise à la terre d'une des polarités est de 4 mm<sup>2</sup> cuivre ou  
488 équivalent.

489

#### 490 **7.3.2.4 Partie distribution d.c. en schéma IT**

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

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

497 Sur la partie « distribution d.c. » :

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

500 La protection des personnes contre les contacts indirects est assurée à l'origine de chaque circuit  
501 par des dispositifs de protection contre les surintensités placés sur chaque polarité. Ces dispositifs  
502 de protection doivent être installés dans une enveloppe présentant une isolation double ou  
503 renforcée.  
504

#### 505 **7.3.3 Partie utilisation a.c.**

506 La protection contre les contacts indirects est assurée :

- 507 - par isolation double ou renforcée ;
- 508 - ou par coupure automatique de l'alimentation, selon l'une des mesures suivantes :
  - 509 • en schéma TT par coupure au premier défaut ;
  - 510 • en schéma TN par coupure au premier défaut ;
  - 511 • en schéma IT par coupure au second défaut.

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

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

516

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

519 Des dispositions doivent être mises en œuvre pour éviter l'échauffement excessif des conducteurs  
520 neutres lié à la circulation de courant d'harmonique 3, notamment en présence de générateurs  
521 tournants.  
522



523

524 **8 Protection contre les surintensités**525 **8.1 Partie Générateur PV**526 **8.1.1 Généralités**

527

528 La Figure 3 ci-dessous récapitule les opérations à mener pour choisir les dispositifs de protection  
529 contre les surintensités et pour dimensionner les câbles de la partie « Générateur d.c. ».

530

PROJET

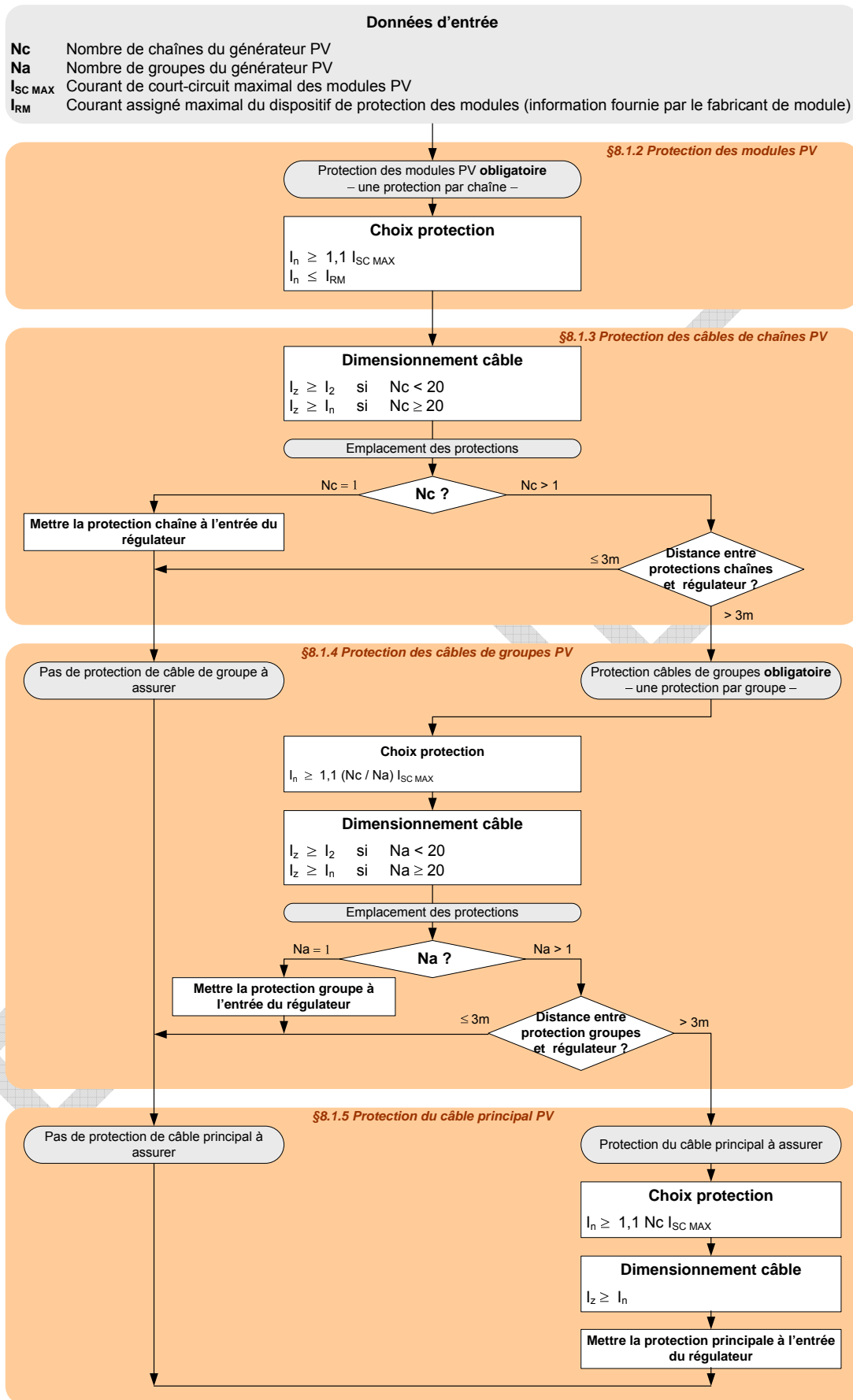


Figure 3 - Choix des protections contre les surintensités de la partie Générateur PV

531  
532  
533  
534

### 535 8.1.2 Protection des modules PV

536 Chaque chaîne PV doit être protégée par un dispositif de protection contre les surintensités pour  
537 prendre en compte le cas où le dispositif anti retour du régulateur est inopérant.

538  
539 Si le générateur PV est constitué d'une seule chaîne, le courant inverse maximal circulant dans la  
540 chaîne en défaut est le courant de court-circuit fourni par la batterie.

541  
542 Si le générateur PV est constitué de  $N_c$  chaînes, le courant inverse maximal circulant dans la  
543 chaîne en défaut est la somme du courant de court-circuit  $I_{DEF\ BAT}$  fourni par la batterie et des  
544 courants fournis par les autres chaînes en parallèle

545  
546 Le dimensionnement des dispositifs de protection des chaînes PV se fait à l'aide du Tableau 2.  
547

548 **Tableau 2 – Dimensionnement des dispositifs de protection des modules PV**

<b>N<sub>c</sub></b> Nombre de chaînes du générateur	<b>N<sub>p</sub></b> Nombre de chaînes par dispositif de protection	Courant inverse maximal dans une chaîne	<b>I<sub>n</sub></b> Courant assigné des dispositifs de protection
<b>1</b>	<b>1</b>	$I_{DEF\ BAT}$	$I_n \geq 1,1 I_{SC\ MAX}$ $I_n \leq I_{RM}$
<b>N<sub>c</sub> &gt; 1</b>	<b>1</b>	$(N_c - 1) I_{SC\ MAX} + I_{DEF\ BAT}$	

549  
550  
551  
552

### 553 8.1.3 Protection des câbles de chaînes PV

554 Le dimensionnement des câbles de chaînes PV se fait à l'aide du Tableau 3 en prenant en compte  
555 le dimensionnement du dispositif de protection des modules PV adopté dans la partie 8.1.2.  
556

557 **Tableau 3 – Courants admissibles des câbles de chaînes PV**

<b>N<sub>c</sub></b> Nombre de chaînes du générateur	<b>N<sub>p</sub></b> Nombre de chaînes par dispositif de protection	<b>I<sub>n</sub></b> Courant assigné des dispositifs de protection	<b>I<sub>z</sub></b> Courant admissible des câbles de chaînes
<b>1</b>	<b>1</b>	déterminé par le tableau 2	$I_z \geq I_2$
<b>N<sub>c</sub> &gt; 1</b>	<b>1</b>		$I_z \geq I_2$ si $N_c < 20$ $I_z \geq I_n$ si $N_c \geq 20$

558  
559 NOTE Pour les disjoncteurs conformes à la norme NF EN 60947-2, le courant conventionnel de fonctionnement  $I_2$  est pris  
560 égal à  $1,3 I_n$ . Pour les fusibles gPV, le courant  $I_2$  est pris égal à  $1,45 I_n$ .

561  
562 La détermination du courant admissible des câbles de chaînes est fonction du risque d'occurrence  
563 d'une surcharge prolongée à un niveau de courant compris entre  $I_n$  et  $I_2$  :

564  
565 – Pour  $N_c < 20$ , le risque d'occurrence est considéré significatif. La condition 1b de la partie  
566 433.1 de la NF C15-100 n'est pas applicable et  $I_z$  doit être supérieur ou égal à  $I_2$ .

567  
568 – Pour  $N_c \geq 20$ , le risque d'occurrence n'est pas considéré significatif. La condition 1b de la partie  
569 433.1 de la NF C15-100 est applicable et  $I_z$  doit être supérieur ou égal à  $I_n$ .

570  
571 Le choix final du courant admissible des câbles de chaînes PV doit tenir compte des différents  
572 facteurs de correction définis dans la partie 5-52 de la NF C15-100.  
573

574 Pour une installation avec une seule chaîne PV ( $N_c = 1$ ), son dispositif de protection doit être  
575 installé à proximité (à moins de 3 mètres) de l'entrée PV du régulateur.  
576

577 Pour une installation avec plusieurs chaînes PV ( $N_c > 1$ ), si les dispositifs de protection des  
578 chaînes sont à proximité (à moins de 3 mètres) de l'entrée PV du régulateur, il n'y a pas lieu de  
579 considérer la protection du câble de groupe.  
580  
581

#### 582 8.1.4 Protection des câbles de groupes PV

583  
584 Chaque câble de groupe PV doit être protégé par un dispositif de protection contre les surintensités  
585 pour prendre en compte le cas où le dispositif anti retour du régulateur est inopérant.  
586

587 Si le générateur PV est constitué d'un seul groupe, le courant inverse maximal circulant dans le  
588 câble du groupe a pour valeur le courant de court-circuit  $I_{DEF\ BAT}$  fourni par la batterie.  
589

590 Si le générateur PV est constitué de  $N_a$  groupes, le courant inverse maximal circulant dans le câble  
591 du groupe en défaut est la somme du courant de court-circuit fourni par la batterie et des courants  
592 fournis par les autres groupes en parallèle.  
593

594 Les dimensionnements des dispositifs de protection et des câbles de groupes PV se font à l'aide du  
595 Tableau 4.  
596

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

<b><math>N_a</math></b> Nombre de groupes du générateur	Courant inverse maximal dans un câble de groupe	<b><math>I_n</math></b> Courant assigné des dispositifs de protection	<b><math>I_z</math></b> Courant admissible des câbles de groupes
<b>1</b>	$I_{DEF\ BAT}$	$I_n \geq 1,1 (N_c / N_a) I_{SC\ MAX}$	$I_z \geq I_2$
<b><math>N_a &gt; 1</math></b>	$(N_a - 1) (N_c / N_a) I_{SC\ MAX} + I_{DEF\ BAT}$		$I_z \geq I_2$ si $N_a < 20$ $I_z \geq I_n$ si $N_a \geq 20$

599  
600 NOTE Pour les disjoncteurs conformes à la norme NF EN 60947-2, le courant conventionnel de fonctionnement  $I_2$  est pris  
601 égal à  $1,3 I_n$ . Pour les fusibles gPV, le courant  $I_2$  est pris égal à  $1,45 I_n$   
602

603 La détermination du courant admissible des câbles de groupes est fonction du risque d'occurrence  
604 d'une surcharge prolongée à un niveau de courant compris entre  $I_n$  et  $I_2$  :  
605

- 606 – Pour  $N_a < 20$ , le risque d'occurrence est considéré significatif. La condition 1b de la partie  
607 433.1 de la NF C15-100 n'est pas applicable et  $I_z$  doit être supérieur ou égal à  $I_2$ .  
608
- 609 – Pour  $N_a \geq 20$ , le risque d'occurrence n'est pas considéré significatif. La condition 1b de la partie  
610 433.1 de la NF C15-100 est applicable et  $I_z$  doit être supérieur ou égal à  $I_n$ .  
611

612 Le choix final du courant admissible  $I_z$  des câbles de groupes PV doit tenir compte des différents  
613 facteurs de correction définis dans la partie 5-52 de la NF C15-100.  
614

615 Pour une installation avec un seul groupe PV ( $N_a = 1$ ), son dispositif de protection doit être installé  
616 à proximité (à moins de 3 mètres) de l'entrée PV du régulateur.  
617

618 Pour une installation avec plusieurs groupes PV ( $N_a > 1$ ), si les dispositifs de protection des  
619 groupes sont à proximité (à moins de 3 mètres) de l'entrée PV du régulateur, il n'y a pas lieu de  
620 considérer la protection du câble principal PV.  
621  
622

### 623 8.1.5 Protection du câble principal PV

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

626  
627 Le courant inverse maximal circulant dans le câble principal a pour valeur le courant de court-circuit  
628  $I_{DEF\ BAT}$  fourni par la batterie.

629  
630 Les dimensionnements du dispositif de protection et du câble principal PV se font à l'aide du  
631 Tableau 5.

632  
633 **Tableau 5 – Dimensionnement du dispositif de protection et du courant admissible du câble**  
634 **principal PV**

Courant direct maximal dans le câble principal PV	$I_n$ Courant assigné du dispositif de protection	$I_z$ Courant admissible du câble principal PV
$I_{DEF\ BAT}$	$I_n \geq 1,1 N_c I_{SC\ MAX}$	$I_z \geq I_n$

635  
636 Le choix final du courant admissible  $I_z$  du câble principal PV doit tenir compte des différents  
637 facteurs de correction définis dans la partie 5-52 de la NF C 15-100.

638  
639 La protection du câble principal PV doit être mise en place à proximité immédiate du régulateur.

640  
641

### 642 8.1.6 Caractéristiques des dispositifs de protection contre les surintensités

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

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

647 Ces dispositifs doivent respecter les dispositions suivantes spécifiques :

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

660  
661

## 662 8.2 Partie distribution d.c.

### 663 8.2.1 Protection du câble batterie

664 Le câble batterie doit être protégé contre les surintensités.

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

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

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

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

674 a) la canalisation est réalisée de manière à réduire au minimum le risque d'un court-circuit  
675 (par exemple en utilisant des câbles mono-conducteurs d'isolement équivalent à la  
676 classe II) ;

677 b) la canalisation ne doit pas être placée à proximité de matériaux combustibles.  
678

### 679 **8.2.2 Protection du câble Régulateur et des câbles Utilisations d.c. et a.c**

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

682  
683 NOTE Cette protection assure également la protection des personnes (voir 7.3.2.4 et 7.3.2.5 du présent guide). Elle peut  
684 être placée sur le câble régulateur ou être assurée par le dispositif de protection du câble batterie, en respectant les  
685 exigences de l'article 434.2.2.2 de la NF C 15-100.

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

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

689 a) du courant de fonctionnement du régulateur ;

690 b) du courant de court-circuit potentiel de la batterie.

691  
692

### 693 **8.3 Partie utilisation d.c.**

694  
695 Une protection contre les surintensités doit être mise en œuvre à l'origine du circuit utilisation.  
696

### 697 **8.4 Partie utilisation a.c.**

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

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

702 Il peut être nécessaire de choisir la puissance assignée de l'onduleur afin de prendre en compte  
703 des contraintes de sélectivité.  
704

### 705 **8.5 Protection des circuits auxiliaires**

706 Tous les circuits auxiliaires alimentés par une source de tension (mesure de tension, commande,  
707 signalisation, ...) doivent être protégés contre les courts-circuits.  
708  
709

710

## 711 **9 Règles de couplage**

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

- 715 - variations de tension ;
- 716 - variations de fréquence ;
- 717 - distorsions harmoniques ;
- 718 - déséquilibres ;
- 719 - impacts de charges.

720

## 721 **10 Prévention contre la dégradation des installations photovoltaïques**

722 Pour les installations de tension comprise entre 120 V et 1500 V, les mesures décrites aux  
723 paragraphes 7.3.2.3 et 7.3.2.4 permettent de prévenir la dégradation de la partie « générateur PV »  
724 due aux influences externes particulières et à la présence de courant continu, et ce, malgré la mise  
725 en œuvre de mesures telles que l'imposition de la double isolation et de câbles mono conducteurs.

726

## 727 **11 Chute de tension**

### 728 **11.1 Généralités**

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

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

733

### 734 **11.2 Partie générateur PV**

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

737

### 738 **11.3 Partie utilisation a.c.**

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

740

### 741 **11.4 Partie distribution et utilisation d.c.**

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

746

747

748

**749 12 Sectionnement, commande et coupure****750 12.1 Sectionnement**

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

754 Le sectionnement doit être omnipolaire.

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

757

**758 12.2 Commande**

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

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

766

**767 12.3 Coupure d'urgence****768 12.3.1 Généralités**

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

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

775 Ces dispositifs doivent être à coupure omnipolaire et simultanée.

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

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

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

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

**785 12.3.2 Coupure d'urgence du générateur PV**

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

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

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

792

**793 12.3.3 Coupure d'urgence de la batterie**

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



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

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

801

#### 802 **12.3.4 Coupure d'urgence d'autres sources d'alimentation**

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

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

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

809

#### 810 **12.3.5 Coupure d'urgence des parties utilisations a.c. et d.c**

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

814 Le dispositif général de commande et de protection (AGCP) prévu à l'origine des utilisations a.c et  
815 d.c peut assurer les fonctions de coupure d'urgence s'il est installé à l'intérieur des locaux  
816 d'habitation.

817

#### 818 **12.3.6 Cas particulier des locaux privés à usage d'habitation**

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

821

822

823

### 824 **12.4 Coupure pour intervention des services de secours**

#### 825 **12.4.1 Dispositions générales**

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

- 828 - coupure de toutes les sources d'énergie électriques :
- 829 • générateur PV ;
  - 830 • batterie ;
  - 831 • éventuelles autres sources d'énergie ;
- 832 - les dispositifs de coupure doivent répondre aux principes suivants ;
- 833 ○ ces dispositifs sont soit des interrupteurs, soit des disjoncteurs, soit des
  - 834 contacteurs ; les dispositifs à semi-conducteurs ne répondent pas à cette exigence ;
  - 835 ○ chaque dispositif doit être à coupure omnipolaire et simultanée ;
- 836 - la coupure du circuit batterie s'effectue au plus près de celle-ci ;
- 837 - la coupure du circuit générateur PV s'effectue au plus près des modules photovoltaïques, et
- 838 en tout état de cause en amont des locaux et dégagements accessibles aux occupants ;
- 839
- 840 - les commandes de ces dispositifs de coupure pour intervention des services de secours
- 841 sont regroupées. Dans le cas d'installations sur un bâtiment existant, il est admis d'avoir
- 842 des commandes non regroupées.
- 843

844 Les dispositifs de coupure peuvent être :

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

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

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

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

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

858

#### 859 **12.4.2 Dispositions complémentaires**

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

- 862 • une coupure électromécanique en charge ou hors charge en série dans chaque chaîne
- 863 PV par tronçon dont la tension  $U_{OC\ MAX}$  est inférieure ou égale à 60 V, ou
- 864 • des systèmes de court-circuitage électromécanique ou électronique par tronçon dont la
- 865 tension  $U_{OC\ MAX}$  est inférieure ou égale à 60 V, ou
- 866 • des systèmes de court-circuitage électromécanique ou électronique par module.

867

868 La sécurité de fonctionnement de ces principes impose :

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

876

877

878

## 879 **13 Protection contre les surtensions d'origine atmosphérique ou dues à des** 880 **manœuvres**

### 881 **13.1 Généralités**

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

885 NOTE Compte tenu de la sensibilité et de l'implantation des modules photovoltaïques, une attention particulière doit  
886 également être portée à la protection contre les effets directs de la foudre, en particulier pour les installations de taille  
887 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.

#### 888 **13.1.1 Principes de protection**

##### 889 **13.1.1.1 Protection par équipotentialité**

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

##### 894 **13.1.1.2 Protection par parafoudres**

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

896

### 897 **13.2 Conditions d'installation des parafoudres**

#### 898 **13.2.1 Condition d'installation de parafoudre côté a.c.**

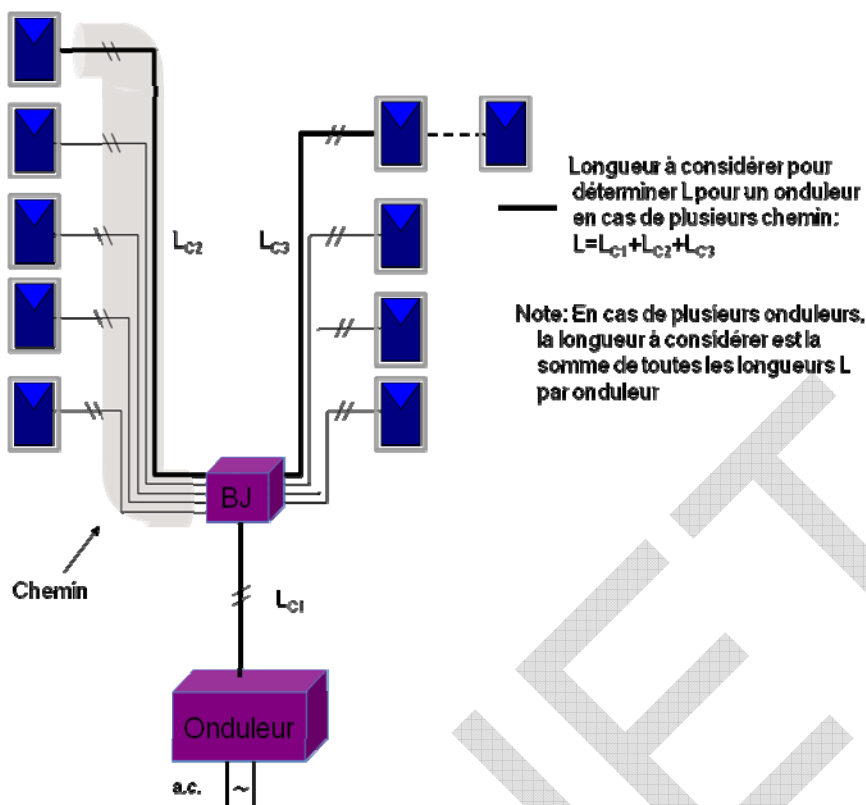
899 En présence d'une ligne a.c. extérieure au bâtiment, les dispositions des articles 443 et 534 de la  
900 NF C 15-100 s'appliquent.

901

#### 902 **13.2.2 Condition d'installation de parafoudre générateur PV**

##### 903 **13.2.2.1 Installation sans paratonnerre**

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



Remplacer Onduleur par Régulateur

Figure 4 – Principe de calcul de la longueur L

906

907

908

909

910 Le Tableau 6 définit les conditions d'installation des parafoudres côté d.c.

911

Tableau 6 – Conditions d'installation des parafoudres côté d.c.

Type d'installation	Locaux d'habitation individuelle	Centrale de production au sol	Bâtiments Tertiaires/Industriels/Agricoles
$L_{crit}$ (en m)	$115/N_g$	$200/N_g$	$450/N_g$ <sup>(3)</sup>
$L \geq L_{crit}$	Parafoudre(s) obligatoire(s) côté d.c. <sup>(1)</sup>		
$L < L_{crit}$	Parafoudre(s) non obligatoire(s) côté d.c. <sup>(2)</sup>		

<sup>(1)</sup> 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.

<sup>(2)</sup> L'utilisation de parafoudres peut également être nécessaire pour la protection d'installations photovoltaïques dont le coût et l'indisponibilité peuvent être critiques.

<sup>(3)</sup> La carte indiquant les densités de foudroiement ( $N_g$ ) en France est jointe en Annexe.

912

913

914

### 915 **13.2.2.2 Installation avec paratonnerre**

916 La mise en œuvre de parafoudre(s) est obligatoire côté générateur d.c. :

- 917           ○ parafoudre Type 2 ou Type 1 pour les locaux d'habitation et les bâtiments tertiaires,
- 918                           industriels ou agricoles, conformément au guide UTE C 61-740-52 ;
- 919           ○ parafoudre Type 1 pour les centrales de production au sol.

920 Dans le cas de mise en œuvre de parafoudres Type 1, l'un est mis en œuvre côté panneau, l'autre  
921 est mis en œuvre côté régulateur. Ce dernier est associé à un parafoudre Type 2 sauf si le  
922 régulateur a une tenue supérieure à 4 kV.

923 NOTE Certains parafoudres assurent les fonctions de Type 1 et de Type 2.

924

## 925 **13.3 Protection contre les surtensions des installations sans paratonnerre**

### 926 **13.3.1 Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté utilisation (a.c. ou d.c.)**

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

929 Le choix et la mise en œuvre sont effectués en suivant les règles énoncées dans les articles 443 et  
930 534 de la NF C 15-100.

931

### 932 **13.3.2 Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté générateur PV**

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

935 Selon le guide UTE C 61-740-52, la tension vue par les équipements dépend de leur éloignement  
936 relatif au parafoudre. Au-delà de 10 m, la valeur de cette tension peut être doublée sous l'effet de  
937 résonances (phénomènes d'amplification du fait des fréquences élevées des surtensions d'origine  
938 foudre). Dans ce cas, un second parafoudre est nécessaire au plus près des modules si le niveau  
939 de protection  $U_p$  du parafoudre localisé à proximité du régulateur est supérieur à 40 % de la tension  
940 de tenue aux chocs du champ photovoltaïque.

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

#### 942 **13.3.2.1 Choix de $I_n$**

943  $I_n$   
944 courant nominal de décharge d'un parafoudre en onde 8/20  $\mu$ s (en kA)

945 Les parafoudres sont de type 2 avec une valeur minimale du courant nominal de décharge  $I_n$   
946 de 5 kA.

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

#### 949 **13.3.2.2 Choix de $I_{max}$**

950  $I_{max}$   
951 courant maximal de décharge d'un parafoudre avec onde 8/20  $\mu$ s (en kA)

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

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

#### 956 **13.3.2.3 Choix de $I_{imp}$**

957 Les parafoudres sont de type 1 avec une valeur minimale du courant de choc  $I_{imp}$  de 12,5 kA.

958 Un courant de choc supérieur à la valeur exigée procurera une durée de vie plus longue au  
959 parafoudre.

#### 960 13.3.2.4 Choix de $U_p$

961  $U_p$

962 niveau de protection d'un parafoudre

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

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

967 **Tableau 7 – Tension assignée de tenue aux chocs  $U_w$**

Tension maximale système inférieure ou égale à [V]	$U_w$ [V]		
	Module PV <sup>a)</sup>	Onduleur <sup>b)</sup>	Autre équipement <sup>c)</sup>
100	1500	2500 (exigence minimale)	1500
150	2500		2500
300	4000		4000
600	6000	4000	6000
1000	8000	6000	8000

Toutes les tensions sont extraites des normes :  
a) NF EN 61730-2  
b) CEI 62109-1  
c) NF EN 60664-1

968

#### 969 13.3.2.5 Choix de $U_{CPV}$

970  $U_{CPV}$

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

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

#### 979 13.3.2.6 Choix de $I_{SCWPV}$ et du dispositif de protection associé au parafoudre

980  $I_{SCWPV}$

981 tenue au courant de court circuit d'un parafoudre

982 Le parafoudre doit être équipé d'un dispositif de déconnexion externe, si préconisé par le  
983 constructeur ; cet ensemble doit être dimensionné pour fonctionner quel que soit le courant produit  
984 par les modules PV et la batterie.

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

- 986 • par emballement thermique dû à un cumul excessif de contraintes de foudre n'excédant pas ses caractéristiques,  
987 mais conduisant à une destruction lente de ses composants internes ;

- 988 • par mise en court-circuit due à un dépassement de ses caractéristiques conduisant à une dégradation brutale de  
989 son impédance.  
990

991 La valeur maximale  $I_{scWPV}$  du courant admissible par le parafoudre et son éventuel déconnecteur  
992 doit être sélectionnée en fonction du courant que peut délivrer le générateur photovoltaïque et la  
993 batterie.

994 Le courant  $I_{scWPV}$  doit être supérieur ou égal à  $I_{scMAX}$  du générateur PV +  $I_{défaut\ batterie}$ .

995 Ce courant correspond pour la partie utilisation d.c. au courant de défaut de la batterie. Le courant  
996  $I_{scWPV}$  doit être supérieur ou égal à  $I_{défaut\ batterie}$ .

997 Les parafoudres pour lesquels ce paramètre n'est pas déclaré ne doivent pas être utilisés.

998

999

#### 1000 **13.4 Règles complémentaires pour la protection contre les surtensions des** 1001 **installations avec paratonnerre**

1002 Les règles sont définies dans le guide UTE C 61-740-52.

1003

1004

1005

1006 **14 Choix et mise en œuvre des matériels**1007 **14.1 Généralités**

1008 La tension assignée d'emploi de tous les matériels des parties générateur PV, distribution d.c,  
1009 utilisation d.c. (en l'absence d'isolement galvanique du convertisseur d.c./d.c.) doit être égale ou  
1010 supérieure à la plus grande des tensions suivantes :

- 1011 - tension maximale de la batterie ;
- 1012 - tension maximale du(des) régulateur(s) dans le cas où la batterie est déconnectée ;
- 1013 - éventuellement tension maximale du convertisseur d.c./a.c. s'il peut fonctionner en mode  
1014 réversible ;
- 1015 - tension  $U_{OCMAX}$  du générateur PV.

1016 La tenue diélectrique des matériels installés dans les parties générateur PV, distribution d.c,  
1017 utilisation d.c (en l'absence d'isolement galvanique du convertisseur d.c./d.c.) doit être celle  
1018 correspondant à la plus grande des tensions de ces parties.

1019

1020 Les matériels installés à l'extérieur doivent posséder le degré de protection minimum IP44.  
1021 Leur degré de protection contre les impacts mécaniques doit être au moins de IK07 conformément  
1022 à la NF EN 62262 (C 20-015).

1023 Les opérations sur les matériels, appareillages et connexions démontables doivent pouvoir être  
1024 effectuées en toute sécurité (voir articles R 4544-1 à R 4544-11 du Code du Travail).

1025 L'emplacement des matériels (boîte(s) de jonction, onduleur(s), coffrets de protections et comptage,  
1026 etc.) doit être conforme au paragraphe 513.1 de la NF C15-100. Des règles particulières sont  
1027 données en partie 7-771 de la NF C15-100 pour les locaux d'habitation. Les matériels, y compris  
1028 les canalisations, doivent être disposés de façon à faciliter leur manœuvre, leur visite, leur entretien  
1029 et l'accès à leurs connexions.

1030

1031 **14.2 Canalisations**1032 **14.2.1 Choix**

1033 Pour la partie générateur PV, les mesures à prendre en compte sont les suivantes :

- 1034 • le dimensionnement des canalisations est effectué conformément aux règles de la NF C 15-  
1035 100 sur la base d'une isolation PR ;
- 1036 • les câbles sont au minimum de type C2 (non propagateur de la flamme) et choisis parmi  
1037 ceux ayant une température admissible sur l'âme d'au moins 90 °C en régime permanent ;
- 1038 • les câbles des chaînes PV, des groupes PV et les câbles principaux PV d'alimentation  
1039 continue doivent être choisis de manière à réduire au maximum le risque de défaut à la terre  
1040 ou de court-circuit. Cette condition est assurée en utilisant des câbles mono-conducteurs  
1041 d'isolement équivalent à la classe II ;
- 1042 • les câbles soumis directement au rayonnement solaire doivent répondre à la condition  
1043 d'influence externe AN3 (résistant aux rayons ultra-violets). Toutefois, la résistance à la  
1044 condition d'influence externe AN3 pourra être réalisée par installation (interposition  
1045 d'écran,...).

1046 NOTE Le guide UTE C 32-502 décrit les câbles qui peuvent être utilisés dans les installations photovoltaïques. Ce  
1047 guide donne entre autre un essai pour que les câbles répondent à la condition d'influence externe AN3.

- 1048 • pour une installation photovoltaïque, il est admis que les câbles puissent cheminer dans des  
1049 isolants thermiques de toiture ou de façade ou entre un isolant thermique et les modules.  
1050 Dans ce cas, la méthode de référence à prendre en compte est la méthode B définie dans le  
1051 Tableau 52G de la NF C15-100 avec un facteur de correction de 0,77 ;



1052 • pour le calcul des câbles de chaînes, la température à prendre en compte pour leur  
1053 dimensionnement est considérée égale à 70°C et un facteur de correction de 0,58 est à  
1054 appliquer conformément au Tableau 52K de la NF C 15-100 dans les cas suivants :

- 1055 – câbles soumis à l'échauffement direct des modules ;
- 1056 – câbles soumis au rayonnement solaire. Dans ce cas, le facteur de correction de 0,85  
1057 défini à l'article 512-2-11 de la NF C 15-100 n'est pas à prendre en compte ;
- 1058 – câbles cheminant dans des isolants thermiques de toiture ou de façade. Dans ce cas,  
1059 le facteur de correction de 0,58 doit être multiplié par 0,77, soit 0,45.

1060 Pour la partie distribution d.c. le choix des canalisations se fait conformément au chapitre 5-52 de  
1061 la NFC 15-100.

#### 1062 14.2.2 Mise en œuvre

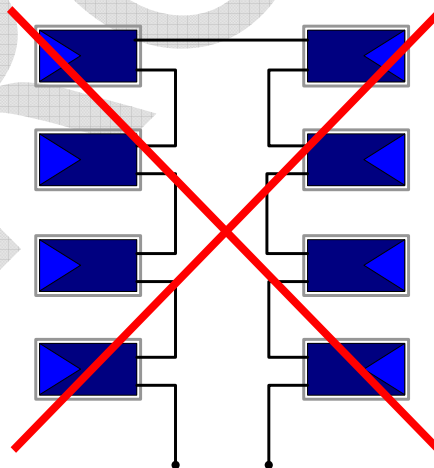
1063 Dans le cas de locaux collectifs (à usage tertiaire ou d'habitation) avec présence d'une production  
1064 photovoltaïque en parties communes, les canalisations issues des modules PV devront cheminer  
1065 par l'extérieur des parties privatives jusqu'aux boîtes de jonction de chaîne/de groupe situées dans  
1066 des parties communes ou locaux ou emplacement de service électrique dédiés à cet usage.

1067 Les connexions et les câbles doivent être mis en œuvre de manière à éviter toute détérioration due  
1068 aux influences externes. Voir dispositions dans le guide pratique UTE C 15-520.

1069 Dans le cas de câbles enterrés reliant deux bâtiments, ils sont mis en œuvre conformément à 529.5  
1070 de la NF C15-100.

1071 Pour minimiser les tensions induites dues à la foudre, la surface de l'ensemble des boucles doit  
1072 être aussi faible que possible, en particulier pour le câblage des chaînes PV. Les câbles d.c. et le  
1073 conducteur d'équipotentialité doivent cheminer côte à côte.

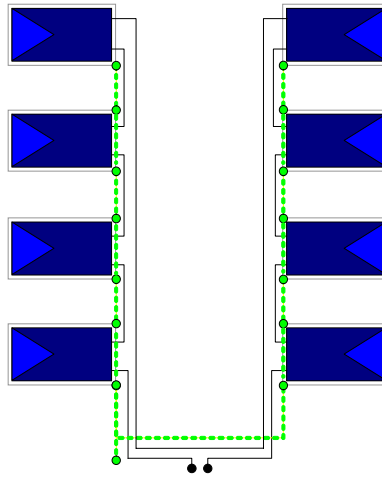
1074 Pour assurer un repérage des câbles d.c., chaque polarité doit être repérée au niveau de leurs  
1075 extrémités soit par marquage + ou -, soit par une couleur, la couleur bleue étant réservée pour la  
1076 polarité négative.  
1077  
1078  
1079  
1080  
1081



1082  
1083

1084 **Figure 5 – Exemple de mauvais câblage : boucle induite entre polarités**

1085  
1086  
1087



1088  
1089

1090

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

1091

### 1092 14.3 Modules PV

1093 Quelle que soit leur technologie, les modules PV doivent être conformes aux normes de la série  
1094 NF EN 61730.

1095 De plus, les modules photovoltaïques au silicium cristallin doivent être conformes à la NF EN 61215  
1096 et les modules photovoltaïques en couches minces doivent être conformes à la NF EN 61646.

1097 Les modules PV intégrés dans un générateur PV délivrant une tension supérieure à 120 V doivent  
1098 être conformes aux exigences de la classe d'application A définie dans la série de normes  
1099 NF EN 61730.

1100 NOTE Les modules de classe d'application A sont considérés comme répondant aux exigences de la classe II.

1101 La tenue en tension maximale des modules PV doit être supérieure à la tension  $U_{OCMAX}$  du  
1102 générateur PV.

1103 NOTE La tenue en tension maximale des modules PV est aussi appelée « tension maximale du système ».

1104

### 1105 14.4 Régulateurs

1106 Les régulateurs doivent être conformes à :

1107 - la NF EN 62509 « Contrôleurs de charge de batteries pour systèmes photovoltaïques -  
1108 Performance et fonctionnement ;

1109 - la CEI 62109-1 « Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes  
1110 photovoltaïques – Partie 1 : exigences générales ».

1111 Le courant assigné d'entrée du régulateur doit être au moins égal à  $I_{mppSTC}$  du générateur.

1112

### 1113 14.5 Onduleur

1114 Le choix et le dimensionnement de l'onduleur doivent prendre en compte les courants d'appel et la  
1115 nature des charges. Il est notamment important de prendre en compte la présence de charges  
1116 déformantes.

1117 Les onduleurs doivent être conformes aux normes CEI 62109-1 et NF EN 62109-2.

1118 La tension maximale admissible à l'entrée de l'onduleur doit prendre en compte le cas où la batterie  
1119 est déconnectée.

**1120 14.6 Batteries****1121 14.6.1 Généralités**

1122 Les batteries doivent être conformes à la NF EN 61427.

1123 Leur mise en œuvre doit être conforme au paragraphe 554.2 de la NF C 15-100 et à la norme  
1124 NF EN 50272-2.

**1125 14.6.2 Mise en œuvre**

1126 Deux cas d'installation sont à considérer en fonction des caractéristiques de la batterie : capacité et  
1127 tension de décharge :

**1128 14.6.2.1 Cas où  $C(\text{Ah}) \times U(\text{V})$  est inférieur ou égal à 1000**

1129 NOTE La valeur de capacité à prendre en compte est  $C_{120}$

1130 La batterie peut être installée dans un local d'usage général autre qu'un local de service électrique.  
1131 Les bornes de la batterie doivent être protégées contre tout risque de court-circuit.  
1132

**1133 14.6.2.2 Cas où  $C(\text{Ah}) \times U(\text{V})$  est supérieur à 1000****1134 14.6.2.2.1 Emplacement**

1135 Un emplacement dédié exclusivement à la batterie doit être prévu. Cet emplacement est soit un  
1136 local spécifique soit une enveloppe.

1137 On doit tenir compte des facteurs suivants pour le choix de l'emplacement :

- 1138 • protection contre les risques extérieurs, par exemple, feu, eau, chocs, vibrations, parasites ;
- 1139 • protection contre les risques générés par les batteries (risque d'explosion, risques liés à  
1140 l'électrolyte, corrosion ;
- 1141 • protection contre l'accès par des personnes non autorisées ;
- 1142 • protection contre les influences d'environnement extrême par exemple : température,  
1143 humidité.

1144

**1145 14.6.2.2.2 Local batterie**

1146 Les dimensions du local seront déterminées en prenant en compte :

- 1147 • le nombre et l'encombrement des éléments de la batterie à installer ;
- 1148 • l'encombrement des éléments annexes (câblage y compris cheminements et supports) ;
- 1149 • l'espace libre autour de la batterie, non seulement pour des raisons de sécurité mais  
1150 également pour faciliter l'accès pendant l'installation et la maintenance (y compris  
1151 dispositifs éventuels de manutention).

1152 Les prescriptions suivantes doivent être respectées :

- 1153 • le sol doit être conçu pour supporter le poids de la batterie ;
- 1154 • la porte du local doit être de type anti-panique et verrouillable uniquement de l'extérieur ;
- 1155 • l'air ventilé doit être expulsé dans l'atmosphère à l'extérieur du bâtiment ;
- 1156 • lorsqu'on utilise des batteries ouvertes, le sol avec seuil doit être étanche et résister  
1157 chimiquement à l'électrolyte (carrelage ou peinture anti-acide) ou bien les éléments de  
1158 batterie doivent être placés dans des bacs de rétention adaptés.

1159 Le dispositif de rétention doit être dimensionné pour contenir au moins le volume d'électrolyte d'un  
1160 élément ou un monobloc.

1161 Le local batterie peut être indépendant des bâtiments d'habitation ou intégré à ceux-ci, mais dans  
1162 ce cas, des dispositions de sécurité complémentaires doivent être mises en œuvre :

- 1163 • l'accès au local doit être réalisé par l'extérieur ;
- 1164 • aucune communication ne doit exister entre ce local et les locaux d'habitation ;

- 1165 • les passages de câbles doivent être obstrués (plâtre,...).
- 1166 Les matériaux de construction doivent être incombustibles et étanches au dégagement gazeux.
- 1167 Sur la porte d'accès au local, ouvrant sur l'extérieur, doivent être signalés :
- 1168 • l'interdiction de fumer ;
- 1169 • le danger d'explosion ;
- 1170 • le risque de brûlure ;
- 1171 • le risque de chocs électriques ;
- 1172 • l'entrée interdite sauf au personnel habilité.

- 1173 Des équipements électriques ne doivent pas être installés dans le local batterie sauf :
- 1174 • si leur fonction est d'assurer la sécurité même (classe T1 pour la température et groupe IIc pour les gaz) ;
  - 1175 • pour les alimentations statiques sans interruption placées en armoires.

1177  
1178  
1179 NOTE

- 1180 • Les batteries de type ouvert ne doivent pas être installées dans les locaux dont la climatisation est réalisée en circuit totalement fermé.
- 1181 • Les batteries au plomb-acide et les batteries alcalines ne doivent pas être disposées dans un même local
- 1182 • 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 (décret n° 2006-646 du 31 mai 2006).
- 1183 • Les batteries de démarrage des groupes électrogènes ainsi que leur dispositif de charge peuvent être installés dans le local du groupe électrogène.

1188

#### 1189 **14.6.2.2.3 Enveloppe de batterie**

1190 Si la batterie d'accumulateurs est installée dans une enveloppe (coffret ou armoire), celle-ci doit  
1191 respecter les caractéristiques suivantes :

- 1192 • matériau résistant à l'électrolyte avec dispositif de rétention pouvant contenir au moins le  
1193 volume d'électrolyte d'un élément ou un monobloc pour batterie dite ouverte ;
- 1194 • fond (ou étagère le cas échéant) conçu pour supporter le poids de batterie ;
- 1195 • enveloppe étanche aux dégagements gazeux et dotée d'une ventilation vers l'extérieur du  
1196 bâtiment ;
- 1197 • enveloppe conçue pour permettre un accès aisé des éléments de batterie pour la  
1198 manutention et la maintenance ;
- 1199 • accès autorisé uniquement au personnel autorisé chargé de la surveillance et de l'entretien ;
- 1200 • signalisation sur le couvercle indiquant :
  - 1201 ▪ l'interdiction de fumer ;
  - 1202 ▪ le danger d'explosion ;
  - 1203 ▪ le risque de brûlure ;
  - 1204 ▪ le risque de chocs électriques ;
  - 1205 ▪ l'accès interdit sauf au personnel habilité.

1206

#### 1207 **14.6.2.2.4 Ventilation**

1208 Les conditions d'installation des batteries d'accumulateurs dépendent notamment des dégagements  
1209 gazeux dans les éléments d'accumulateurs.

1210 La ventilation de l'emplacement ou de l'enveloppe d'une batterie est destinée à maintenir la  
1211 concentration en hydrogène en dessous de 4%vol du seuil limite d'explosion de l'hydrogène. Les  
1212 emplacements ou enveloppes de batteries doivent être considérés comme sûrs en terme de risques  
1213 d'explosions, lorsque par ventilation naturelle ou forcée, la concentration en hydrogène est  
1214 maintenue en dessous de cette limite de sécurité.

1215 Conformément à la norme NF EN 50272-2, le débit d'air minimal pour la ventilation d'un

1216 emplacement ou d'un compartiment de batterie doit être calculé par la formule suivante :

$$1217 \quad Q \text{ (m}^3\text{/h)} = 0,05 \times n \times I_{\text{gaz}} \times C \times 10^{-3}$$

1219 avec

1220 n : nombre d'éléments d'accumulateurs

1221 C : Capacité  $C_{10}$  de la batterie en Ah

1222  $I_{\text{gaz}} = 20$  (mA/Ah) pour des éléments d'accumulateurs au plomb ouverts

1223  $I_{\text{gaz}} = 8$  (mA/Ah) pour des éléments d'accumulateurs au plomb étanches

1224  $I_{\text{gaz}} = 50$  (mA/Ah) pour des éléments d'accumulateurs au NiCd ouverts

1225 NOTE Si on utilise des bouchons à recombinaison (catalyseur), le courant produisant du gaz  $I_{\text{gaz}}$  peut être ramené à 50%  
1226 des valeurs des éléments ouverts.

1227 L'air extrait de la salle des batteries doit être évacué dans l'atmosphère à l'extérieur du bâtiment.  
1228 Les aérations en partie haute et basse assureront la ventilation avec l'extérieur, tout en interdisant  
1229 l'accès des animaux ou insectes.

#### 1234 14.6.2.2.4.1 Ventilation naturelle

1235 L'apport d'air de ventilation doit être assuré de préférence par ventilation naturelle, sinon par  
1236 ventilation forcée.

1237 Les locaux ou enveloppes contenant des batteries nécessitent une entrée et une sortie d'air avec  
1238 une zone d'ouverture libre minimale calculée avec la formule suivante :

$$1239 \quad A = 28 \times Q$$

1241 avec

1242 Q = Débit d'air frais en m<sup>3</sup>/h

1243 A = Zone libre d'ouverture d'entrée et de sortie d'air (cm<sup>2</sup>)

1244 Remarques :

1245 Lorsque la ventilation est réalisée en convection naturelle, les ouvertures doivent être situées sur  
1246 des parois opposées ou à une distance de séparation minimale de 2m lorsque les ouvertures sont  
1247 sur la même paroi.

1248 D'autre part, le conduit doit être le plus direct possible et ne pas comporter de contre pente.

1251

#### 1252 14.6.2.2.4.2 Ventilation forcée

1253 Lorsqu'un apport d'air adéquat Q ne peut être obtenu par ventilation naturelle et qu'une ventilation  
1254 forcée est appliquée, l'arrêt de la charge doit intervenir dès l'arrêt de la ventilation.

1255

#### 1256 14.6.2.2.5 Disposition des éléments de batterie

1257 Si la technologie de la batterie est à éléments ouverts, ceux-ci doivent être installés sur chantier  
1258 isolant du sol (matériau résistant à l'acide type bois traité ou synthétique).

1259 Si les éléments de la batterie ouverte sont répartis sur plusieurs rangées, une surélévation des  
1260 rangées masquées doit être réalisée afin de permettre une parfaite lisibilité des niveaux  
1261 d'électrolyte de tous les bacs (éléments posés sur un chantier en gradin stable).

1262 Les éléments du parc batteries doivent être agencés de façon à permettre au chargé d'exploitation  
1263 d'accéder facilement au bouchon de remplissage de chaque élément.

1264 Afin de faciliter le contrôle, la maintenance et le changement d'éléments de batterie, des passages  
1265 libres de 60 cm mini sont prévus pour la circulation autour des blocs de batteries.

1266 A proximité du parc batterie, divers accessoires doivent être installés : rince-œil, densimètre,  
1267 thermomètre.

1268 Lorsque la tension nominale des batteries est supérieure à 120 V :

1269 - une distance minimale de 1,50 m doit être respectée entre les parties actives conductrices  
1270 pouvant être touchées simultanément ;

1271 - il doit être prévu un plancher de service non glissant, isolé du sol et d'une largeur minimale de 1 m  
1272 autour des batteries pour qu'il ne soit pas possible de toucher à la fois le sol ou un élément  
1273 conducteur relié au sol et l'un des éléments de la batterie.  
1274

#### 1275 **14.6.2.2.6 Eléments d'accumulateurs**

1276 Chaque élément de la batterie ouverte doit être équipé d'un bouchon antidéflagrant assurant les  
1277 fonctions de perméabilité adaptée à l'évacuation des gaz (hydrogène, oxygène) sortant de la  
1278 batterie afin d'éviter toute explosion en cas de surcharge de la batterie et efficacité pare-acide.

1279 Eventuellement, le bouchon antidéflagrant (si adapté aux spécificités liées à la recharge solaire de  
1280 la batterie), doit assurer également la fonction de catalyseur avec recombinaison des gaz afin de  
1281 réduire la perte d'eau (prolongation des périodes d'intervalle pour le remplissage / mise à niveau  
1282 des éléments batteries).

1283 Chaque élément de la batterie doit être pourvu d'un marquage extérieur indiquant le type de  
1284 batterie, la tension, la capacité de la batterie et la date de première mise en service. En outre, tous  
1285 les éléments doivent être numérotés de 1 à n sur des supports résistant à l'acide.

1286 Les cosses des batteries et les barrettes de connexion entre les éléments doivent être isolées  
1287 électriquement contre les risques de court-circuit et le cas échéant contre les risques de chocs  
1288 électriques.

1289 La mesure de la tension au niveau des éléments de la batterie doit pouvoir se réaliser sans  
1290 démontage des caches isolants des bornes batteries.

1291 Un dispositif doit permettre de séparer tous les pôles de la batterie

1292 Les conducteurs connectés à une batterie doivent, dans la partie qui s'étend depuis les  
1293 accumulateurs jusqu'au dispositif de protection (fusible ou disjoncteur) les protégeant contre les  
1294 surintensités, être posés de façon à exclure tout risque de court-circuit (liaisons réalisées par des  
1295 conducteurs unipolaires double isolation séparés par polarité et clairement identifiés).

1296 Dans le cas de plusieurs batteries en parallèle, les longueurs et sections de conducteurs de chaque  
1297 batterie doivent être strictement identiques pour éviter tout déséquilibre en tension.  
1298

1299

1300 **14.7 Appareillage**1301 **14.7.1 Généralités**

1302 Tous les appareillages de coupure et de protection installés dans les parties générateur PV et  
 1303 distribution d.c. doivent être de type industriel, c'est à dire conformes aux normes de la série  
 1304 NF EN 60947 et adaptés au fonctionnement en courant continu. Ils sont choisis et mis en œuvre  
 1305 selon les instructions du constructeur. Ils doivent notamment répondre aux exigences suivantes :

- 1306 • l'appareillage doit posséder le marquage utilisation en courant continu (indication « courant  
 1307 continu » ou symbole  $\overline{---}$ ) ou un marquage spécifique PV ;
- 1308 • les caractéristiques des interrupteurs, interrupteurs-sectionneurs, combinés-fusibles doivent  
 1309 satisfaire à la catégorie d'emploi DC21B ;
- 1310 • les caractéristiques des sectionneurs doivent satisfaire à la catégorie d'emploi DC20 ;
- 1311 • les caractéristiques des contacteurs doivent satisfaire à la catégorie d'emploi DC1.

1312

1313 NOTE Dans tous les circuits courant continu susceptibles d'être parcourus par un courant dans les deux sens, les  
 1314 performances de l'appareillage doivent être indépendantes du sens de ce courant d.c.

1315 Par conséquent, dans les locaux d'habitation, seul l'usage d'appareillage de coupure et de  
 1316 protection de type industriel est autorisé pour la partie de l'installation en courant continu.

1317 La température de fonctionnement au lieu d'installation pouvant différer de la température spécifiée  
 1318 dans les normes produits, le concepteur doit consulter la documentation du constructeur pour  
 1319 sélectionner les produits.  
 1320

1321 **14.7.2 Appareillages installés dans la partie générateur PV**

1322 Pour l'appareillage de la partie générateur, le courant assigné  $I_n$  doit être au moins égal au courant  
 1323 assigné ou de réglage du dispositif de protection contre les surintensités défini dans la partie 8.1.  
 1324

1325 **14.8 Ensembles d'appareillages**

1326 Les parties générateur PV, distribution d.c. et courant alternatif de l'installation peuvent cohabiter  
 1327 dans un même tableau, s'il existe une séparation physique entre ces deux parties.

1328 Pour les parties d.c., il est impératif de protéger toutes les connexions ou dispositifs de  
 1329 sectionnement contre une ouverture en charge accidentelle ou non autorisée conformément au  
 1330 536.2.3 de la NF C15-100. A cet effet, à l'intérieur des coffrets ou armoires, une signalisation «ne  
 1331 pas manœuvrer en charge» doit être apposée à proximité de ces dispositifs de sectionnement.

1332 De plus, dans les locaux accessibles aux personnes autres qu'averties ou qualifiées (BA4 ou BA5) :

- 1333 - les dispositifs de connexion ne doivent être démontables qu'à l'aide d'un outil par  
 1334 construction ou par installation ;
- 1335 - les appareils n'ayant pas de caractéristique de coupure en charge doivent nécessiter :  
 1336 l'utilisation d'une clé, d'un outil ou la manœuvre directe d'un appareil ayant la  
 1337 caractéristique de coupure en charge.

1338 NOTE Les dispositifs évoqués sont notamment, les connecteurs, les sectionneurs-fusibles, les parafoudres sur socles

1339 D'autre part, afin de garantir un bon niveau de sécurité, des dispositions constructives doivent être  
 1340 mises en œuvre pour éviter tout risque de court-circuit entre les conducteurs actifs internes aux  
 1341 boîtes de jonction et coffrets d.c.

1342 Toute dégradation d'un isolant sur une des polarités ou une déconnexion accidentelle ne doit pas  
 1343 entraîner un contact avec l'autre polarité ou la terre.

1344 Toute intervention sur les boîtes de jonction situées directement en aval des câbles de chaînes de  
 1345 modules PV doit pouvoir être assurée en toute sécurité. Pour les générateurs PV de tension  $U_{ocmax}$   
 1346 supérieure à 60 V, des connecteurs conformes à la NF EN 50521 doivent être prévus sur ces boîtes  
 1347 ou à proximité immédiate. En l'absence de boîtes de jonction, cette exigence s'applique au  
 1348 coffret d.c.

1349 Toutes les boîtes de jonction et coffrets de la partie d.c., doivent porter un marquage visible et  
1350 inaltérable indiquant que des parties actives internes à ces boîtes ou coffrets restent sous tension  
1351 tant que tous les circuits les alimentant ne sont pas sectionnés (voir paragraphe 15 du présent  
1352 document).

1353 Les commandes de coupure d'urgence doivent être à proximité les unes des autres.

1354 Dans les locaux d'habitation, les matériels de l'installation photovoltaïque peuvent ne pas être  
1355 installés dans la GTL (Gaine Technique Logement).

1356 Si l'onduleur n'est pas installé à proximité de la GTL PV, le coffret de protection d.c. doit être  
1357 installé au voisinage de l'onduleur et non dans la GTL PV.

1358 Les ensembles d'appareillage à basse tension (coffrets ou armoires) qui assurent le regroupement  
1359 et la protection de chaînes, de groupes, en amont ou aval des onduleurs, doivent être :

- 1360 • soit fabriqués selon les spécifications des normes de la série NF EN 61439 ;
- 1361 • soit fabriqués et installés conformément aux règles des paragraphes 558.2 à 558.5 de la  
1362 NF C15-100.

1363 Le choix du courant assigné de l'appareillage ou sa mise en œuvre doit tenir compte des  
1364 contraintes particulières telles que montage côte à côte d'appareillages utilisés simultanément à  
1365 leur courant nominal et/ou température ambiante élevée.

1366

#### 1367 **14.9 Connecteurs**

1368 Dans la partie générateur PV, les connecteurs utilisés doivent être conformes à la NF EN 50521.  
1369 Pour garantir la qualité de la connexion et limiter les risques d'arc électrique pouvant créer des  
1370 incendies, chaque couple de connecteurs mâle femelle à assembler doit être de même type et  
1371 même marque.

1372 NOTE La norme NF EN 50521 ne définit pas de caractéristiques dimensionnelles permettant l'association de connecteurs  
1373 mâle et femelle de types ou marques différents. Les essais définis dans cette norme sont des essais relatifs à un couple  
1374 de connecteurs d'un même fabricant.

1375 Vis-à-vis des personnes non averties ou non qualifiées, les dispositifs de connexion dans la partie  
1376 d.c. sont :

- 1377 - soit rendus inaccessibles par installation ;
- 1378 - soit démontables qu'avec l'aide d'un outil.

1379

#### 1380 **14.10 Parafoudres**

##### 1381 **14.10.1 Choix des parafoudres**

1382 Les parafoudres installés sur la partie a.c. de l'installation PV doivent être conformes à la  
1383 NF EN 61643-11.

1384 Les parafoudres installés sur la partie d.c. de l'installation PV doivent satisfaire aux exigences de la  
1385 norme pr NF EN 50539-11.

1386 Les onduleurs intègrent souvent des dispositifs de protection contre les surtensions. Ces dispositifs  
1387 sont considérés comme remplissant la fonction parafoudre uniquement s'ils respectent les  
1388 exigences de la norme pr NF EN 50539-11. Dans le cas contraire, la protection doit être assurée  
1389 par des parafoudres externes.

1390 La tension  $U_p$  des parafoudres externes doit se faire en coordination avec les caractéristiques des  
1391 dispositifs intégrés aux onduleurs. Le fabricant d'onduleur doit alors fournir les données  
1392 nécessaires à la sélection des parafoudres.

1393

##### 1394 **14.10.2 Mise en œuvre des parafoudres**

1395 Les parafoudres doivent être installés de manière à pouvoir être vérifiés et isolés de la source PV.

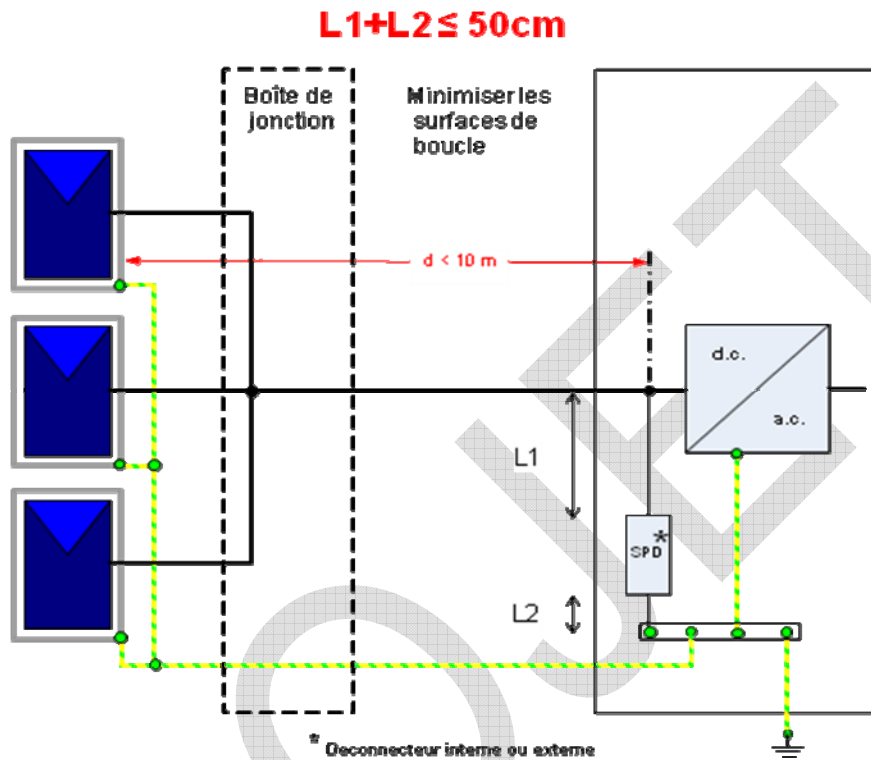


1396 La mise en œuvre des parafoudres a.c. et d.c. est effectuée en suivant les règles énoncées dans le  
1397 guide UTE C 61-740-52.

1398 Le raccordement des parafoudres est effectué au plus court (cf. Figure 9).

1399 Le raccordement à la borne de terre et aux bornes + et - du parafoudre s'effectue avec un  
1400 conducteur de section minimale égale à 6 mm<sup>2</sup> Cu ou équivalent pour le type 2 et égale à 16 mm<sup>2</sup>  
1401 Cu ou équivalent pour le type 1.

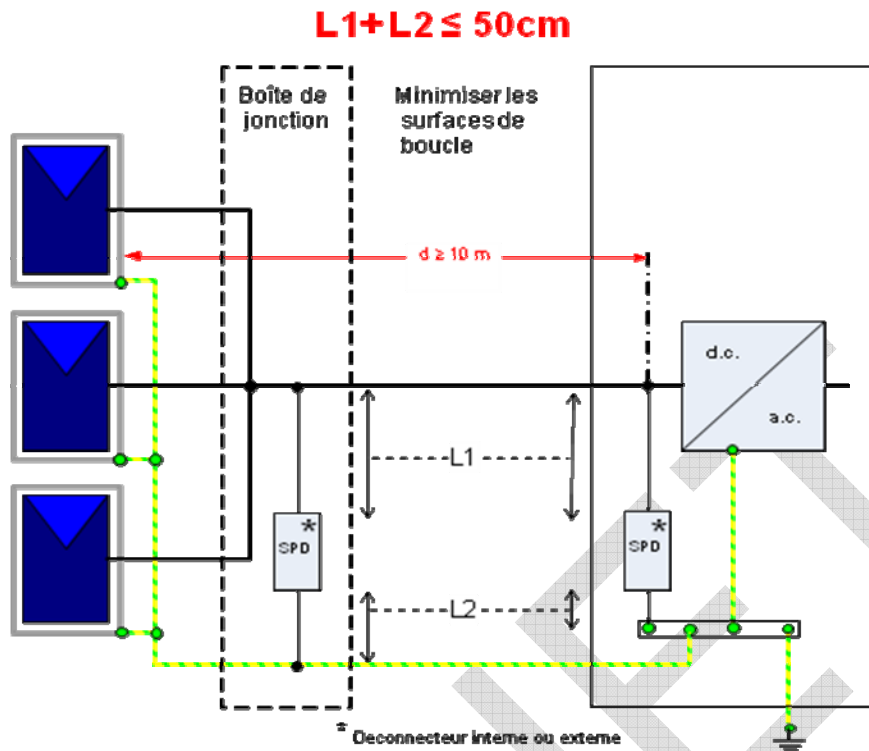
1402



1403

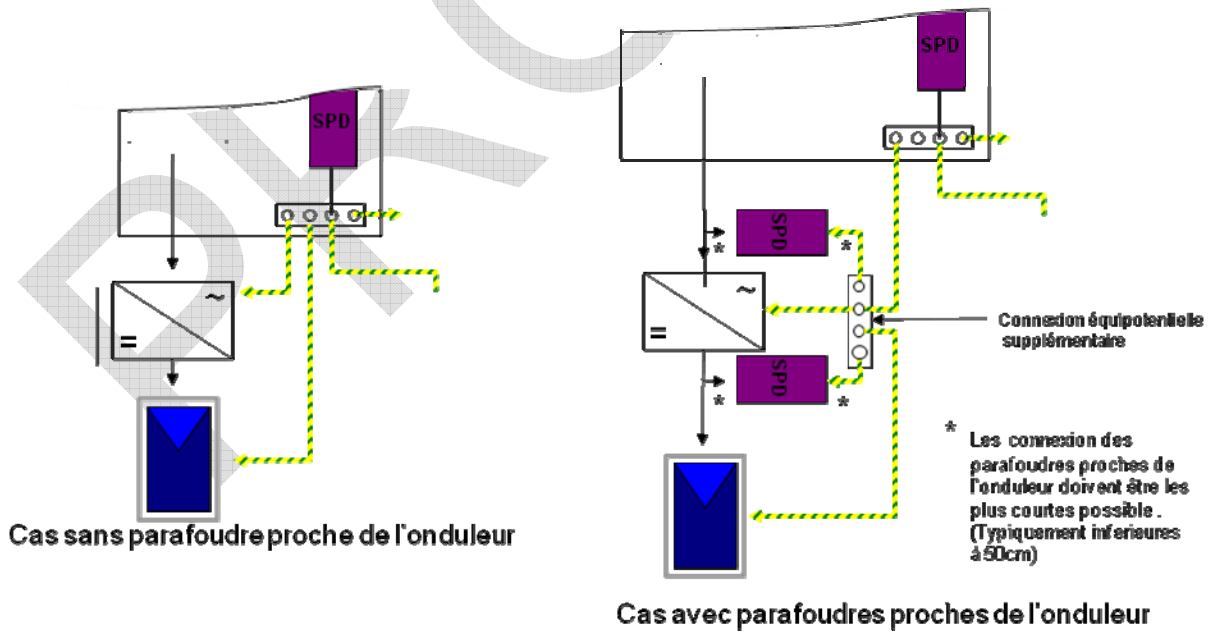
1404

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



1405  
1406

Figure 8 – Mise en œuvre des parafoudres sur la partie d.c. - Distance  $d \geq 10$  m



1407  
1408  
1409  
1410

Figure 9 – Exemple de mise en œuvre de parafoudres côté a.c. et côté d.c. de l'onduleur

**1411 15 Signalisation****1412 15.1 Identification des composants**

1413 Les principaux composants constituant l'installation photovoltaïque devront être identifiés et repérés par des  
1414 étiquettes facilement visibles et fixées d'une manière durable en correspondance avec les plans et schémas  
1415 de l'installation :

- 1416 ▪ boîtes de jonction ;
- 1417 ▪ coffrets d.c. et a.c. ;
- 1418 ▪ câbles d.c. et a.c. (tenant et aboutissant avec repérage des polarités pour les câbles d.c.) ;
- 1419 ▪ tout convertisseur ;
- 1420 ▪ éléments d'accumulateurs ;
- 1421 ▪ dispositifs de protection et sectionnement ;
- 1422 ▪ disjoncteurs de branchement ;
- 1423 ▪ dispositifs éventuels de coupure d'urgence.

1424

1425

**1426 15.2 Etiquetage**

1427 Pour des raisons de sécurité à l'attention des différents intervenants (chargés de maintenance,  
1428 contrôleurs, exploitants, services de secours,...), il est impératif de signaler la présence d'une  
1429 installation photovoltaïque sur un bâtiment.



1430

**1431 15.2.1 Etiquetage sur la partie utilisation a.c.**

1433 **15.2.2 Etiquetage sur la partie générateur PV**

1434 Toutes les boîtes de jonction (générateur PV et groupes PV) et canalisations d.c. devront porter un  
 1435 marquage visible et inaltérable indiquant que des parties actives internes à ces boîtes peuvent  
 1436 rester sous tension même après sectionnement côté continu de l'équipement de conversion.

1437

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

1438

1439

1440 **15.2.3 Etiquetage équipement de conversion**

1441 Tout équipement de conversion pouvant être alimenté par plusieurs sources doit porter un  
 1442 marquage indiquant qu'avant toute intervention il y a lieu d'isoler toutes les sources de tension.

1443

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

1444

1445

1446

1447 **15.3 Etiquetages spécifiques pour l'intervention des services de secours**

1448 Si un étiquetage spécifique pour l'intervention des services de secours est exigé, il répond aux principes  
1449 décrits ci-après.

1450 L'objectif de cette signalétique vise à apporter aux services de secours des informations qui permettent une  
1451 approche décisionnelle afin de savoir rapidement :

- 1452 • si et comment est sécurisée la zone accessible aux personnes à secourir ;
- 1453 • s'il existe des dispositifs de coupure selon le paragraphe 12.5 et si la coupure est effective.



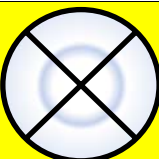
1454 Cette signalétique apposée à côté de l'appareil général de commande et de sectionnement (ou AGCP)  
1455 complète la signalétique dédiée à ou aux appareils généraux de commande et de sectionnement des  
1456 installations de consommation et de production défini au paragraphe 12.

1457

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

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

1458

## 1459 **16 Dossier Technique**

1460 Le dossier technique doit comporter les éléments suivants libellés en français :

- 1461
- 1462 ▪ un schéma électrique unifilaire de l'installation photovoltaïque ;
  - 1463 ▪ la nomenclature des équipements installés mentionnant les caractéristiques et les références des éléments de remplacement (fusibles, cartouches parafoudre....) ;
  - 1464 ▪ un plan d'implantation des différents composants et modules photovoltaïques ainsi que
  - 1465 des liaisons (canalisations) correspondantes ;
  - 1466 ▪ une description de la procédure d'intervention sur l'installation photovoltaïque et
  - 1467 consignes de sécurité.
  - 1468

1469

## 1470 **17 Maintenance des installations photovoltaïques**

### 1471 **17.1 Généralités**

1472 Le présent chapitre vise à définir les actions techniques minimales à envisager durant le cycle de  
1473 vie d'une installation photovoltaïque pour maintenir ou rétablir l'installation dans un état dans lequel  
1474 elle peut accomplir la fonction pour laquelle elle a été conçue.

1475 Toutes les opérations de maintenance sont envisagées avec pour priorité d'assurer et de maintenir  
1476 la sécurité des biens et des personnes.

1477

1478 NOTE 1 Ne sont visés dans ce chapitre que les activités de maintenance préventive, c'est-à-dire les opérations  
1479 exécutées à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits, et destinées à réduire la probabilité de  
1480 défaillance ou de dégradation du fonctionnement de l'installation. Ainsi, les opérations de maintenance corrective ne sont  
1481 pas envisagées.

1482

1483 NOTE 2 Sont également exclus du présent guide les activités connexes relevant des activités des services maintenance  
1484 des entreprises ou des prestataires extérieurs tel que sécurité (ex : rambarde PV) ou environnement (ex : recyclage des  
1485 éléments constitutifs de l'installation – modules PV, batteries, ...).

1486

1487 NOTE 3 La maintenance corrective consiste, suite à détection d'une panne ou d'une défaillance, à remettre en état  
1488 l'installation afin qu'elle puisse continuer à accomplir la fonction pour laquelle elle a été conçue.

1489

1490 NOTE 4 Les actions de maintenance corrective pourront entraîner l'anticipation des actions de maintenance préventive.

1491

1492 En marge de la maintenance, peuvent être envisagées des opérations visant à pallier l'usure de  
1493 certains matériels et à les adapter à l'évolution des techniques, des normes et des règlements en  
1494 vigueur, et également des opérations ayant pour but d'optimiser l'installation existante.

1495

### 1496 **17.2 Types de maintenance et périodicité**

1497 On distingue les trois types de maintenance suivants correspondant aux opérations de :

- 1498 • maintenance conditionnelle, basées sur une surveillance des paramètres significatifs  
1499 de l'installation ;
- 1500 • maintenance prévisionnelle, exécutées en suivant les prévisions extrapolées de l'analyse et  
1501 de l'évaluation des paramètres significatifs de la dégradation du bien (ex. : corrosion) ;
- 1502 • maintenance systématique, exécutées à des intervalles de temps pré-établis et sans  
1503 contrôle préalable de l'état du bien ni de ses éléments constitutifs ; la périodicité  
1504 recommandée est d'un an.

1505 Pour les tous types d'installation, hormis les locaux d'habitation individuelle non destinés à une  
1506 occupation temporaire ou saisonnière, les trois niveaux de maintenance doivent être envisagés.

1507 Pour les locaux d'habitation non destinés à une occupation temporaire ou saisonnière, seul le  
1508 niveau de maintenance conditionnelle est envisagé.

1509

### 1510 **17.3 Actions de maintenance**

#### 1511 **17.3.1 Généralités**

1512 Sont à distinguer les points relatifs à la sécurité des personnes et des biens, des points relatifs au  
1513 bon fonctionnement.

1514 Ces actions de maintenance peuvent être amenées à être complétées en fonction des obligations  
1515 réglementaires de sécurité auxquels le bâtiment peut être soumis.

1516 La maintenance ne porte que sur les parties électriques facilement accessibles de l'installation,  
1517 décrites en 17.3.2 et 17.3.3.

1518

1519

#### 1520 **17.3.2 Points relatifs à la sécurité des personnes et des biens**

1521 Ces points sont les suivants :

- 1522 • contrôle visuel de l'ensemble des parties accessibles de l'installation ;
- 1523 • recherche des points chauds éventuels sans démontage ;
- 1524 • vérification de l'absence de corrosion ;
- 1525 • vérification de l'état des batteries ;
- 1526 • contrôle visuel de l'état des câbles ;
- 1527 • contrôle de l'état des boîtes de jonction ;
- 1528 • contrôle visuel des connexions ;
- 1529 • contrôle visuel des caractéristiques techniques de l'appareillage (fusibles, disjoncteurs
- 1530 parafoudres,...) ;
- 1531 • test des dispositifs différentiels à courant résiduel (DDR) ;
- 1532 • vérification des liaisons équipotentielles ;
- 1533 • test de la fonction coupure d'urgence ;
- 1534 • test de l'éventuel dispositif de coupure pour intervention des services de secours ;
- 1535 • contrôle de la présence et du bon état de l'identification des composants conformément au
- 1536 paragraphe 15.1 ;
- 1537 • contrôle de la présence et du bon état de l'étiquetage conformément aux paragraphes 15.2
- 1538 et 15.3 ;
- 1539 • contrôle de la disponibilité des dossiers de plans de l'installation PV à jour.

1540  
1541

### 1542 **17.3.3 Points relatifs au bon fonctionnement**

1543 Ces points sont les suivants :

- 1544 • nettoyage des modules photovoltaïques ;
- 1545 • vérification de l'onduleur ;
- 1546 • vérification du maintien des conditions initiales de l'environnement des modules PV ;
- 1547 • vérification des mises à la terre fonctionnelles ;
- 1548 • état de charge de la ou des batterie(s) ;
- 1549 • vérification du régulateur ;
- 1550 • vérification du maintien des conditions d'exploitation des locaux et du maintien de leur
- 1551 destination initiale ;
- 1552 • dépoussiérage.

1553  
1554  
1555  
1556  
1557



1558

**Annexe A**

1559

**Calcul de  $U_{OC\ MAX}$  et  $I_{SC\ MAX}$** 

1560

**A1 Calcul de  $U_{OC\ MAX}$** 

1561

$U_{OC\ MAX}$  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 :

1562

1563

$$U_{OC\ MAX} = K_U U_{OC\ STC}$$

1564

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  $T_{min}$  du site d'installation PV et le coefficient de variation de la tension du module en température  $\alpha U_{OC}$  (information fournie par le constructeur du module PV) :

1565

1566

1567

1568

$$K_U = 1 + (\alpha U_{OC} / 100) \times (T_{min} - 25)$$

1569

- $\alpha U_{OC}$  coefficient de variation de la tension du module en température, en %/°C

1570

- $T_{min}$  température ambiante minimale du site d'installation, en °C

1571

$\alpha U_{OC}$  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 :

1572

1573

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

1574

NOTE Exemple de module avec  $\alpha U_{OC}$  exprimé en mV/°C

1575

- Module en Si multicristalin,  $U_{OC\ STC} = 38.3V$ ,  $\alpha U_{OC} = -133\ mV/^{\circ}C \rightarrow \alpha U_{OC} = -0,35\ \%/^{\circ}C$

1576

-  $T_{min} = -15^{\circ}C \rightarrow T_{min} - 25 = -40^{\circ}C \rightarrow K_U = 1,14 \rightarrow U_{OC\ MAX} = 1,14 U_{OC\ STC}$

1577

1578

$\alpha U_{OC}$  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  $U_{OC\ MAX}$ .

1579

1580

1581

1582

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

1583

1584

1585

**A.2 Calcul de  $I_{SC\ MAX}$** 

1586

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 :

1587

1588

$$I_{SC\ MAX} = K_i I_{SC\ STC}$$

1589

$I_{SC\ MAX}$  doit être choisi au minimum égal à  $1,25 I_{SC\ STC}$ .

1590

NOTE Certains sites ayant un ensoleillement particulièrement important, peuvent nécessiter une valeur de  $K_i$  plus élevée que 1,25.

1591

1592

1593

1594

**Annexe B**  
(informative)  
**Câbles pour installations photovoltaïques**  
**– Valeurs des intensités admissibles**

1595  
1596  
1597  
1598  
1599

1600 Des câbles spécifiques pour les installations photovoltaïques ont été mis au point pour répondre  
1601 aux besoins de ces installations. Les tableaux ci-dessous, extraits du document UTE C 32-502,  
1602 donnent les valeurs des intensités admissibles des câbles conformes à ce guide.

1603 **Courant admissible**

1604 Les valeurs des courants admissibles sont données dans les tableaux B1 et B3 pour une  
1605 température ambiante d'utilisation de 70 °C et une température maximale à l'âme de 90 °C et  
1606 120 °C.

1607 Pour une température ambiante différente, les facteurs de correction à appliquer sont donnés dans  
1608 les Tableaux B2 et B4.

1609 Afin de mieux guider le choix de la section du conducteur, le Tableau B5 précise les pertes en  
1610 fonction de l'intensité à transiter.

1611

1612 **Tableau B1 – Courant admissible des câbles pour installations photovoltaïques**  
1613 **pour une température maximale à l'âme de 90 °C**

Section mm <sup>2</sup>	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

1614 NOTE Les calculs ont été effectués selon la norme CEI 60364-5-52.

1615  
1616

1617 **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

1618

1619 Facteur de correction à appliquer conformément à la CEI 60364-5-52, Tableau B.52-17

1620

1621

1622

1623

1624

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

Section mm <sup>2</sup>	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

1625

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

1626

1627

1628

1629

1630

**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

1631

1632

1633

1634

1635

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.

1636

1637  
1638**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 <sup>2</sup>	W/m	mm <sup>2</sup>	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	4	15,2
41		7,1		11,6
50	10	6,1	6	17,2
57		7,9		14,9
64	16	6,3	10	18,8
77		9,1		15,8
89	25	7,9	16	21,1
102		10,3		17,5
120	35	10,2	25	24,3
126		11,2		17,2
160	50	12,6	35	27,8
198	50	19,5		30,3

1639 Exemple d'utilisation du Tableau B5 :

1640 Pour transiter 41 A, avec une température maximale de l'âme du câble pouvant atteindre 90 °C,  
 1641 il faudra prendre une section minimale de 6 mm<sup>2</sup>, ce qui conduira à des pertes de 7,1 W/m d'après  
 1642 le Tableau B5.

1643 Si la température maximale de l'âme du câble peut atteindre 120 °C, la section minimale pourrait  
 1644 être ramenée à 4 mm<sup>2</sup> ce qui conduirait à des pertes de 11,6 W/m, (dans ce cas les pertes sont  
 1645 augmentées de 63 % environ).

1646

1647

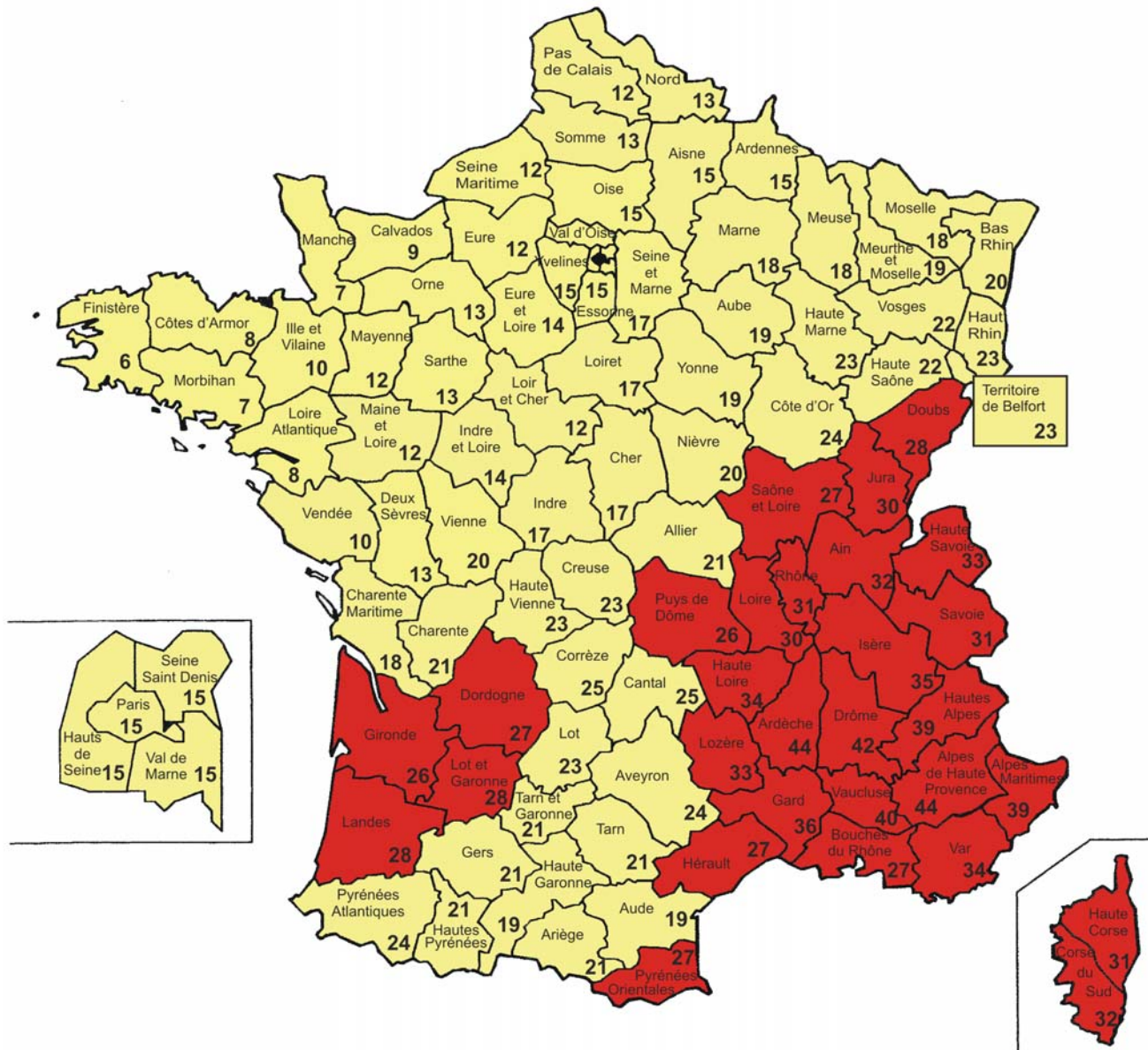
### Annexe C Niveaux kérauniques en France et dans les DOM

1648

1649

1650

Note - Pour obtenir la densité de foudroiement correspondante (Ng), il suffit de diviser *Nk* par 10



Réunion : Nk = 20

Guyane/Martinique/Guadeloupe : Nk = 40

Saint-Pierre et Miquelon : Nk = 1

- >25 (AQ2)
- ≤25 (AQ1)

## BIBLIOGRAPHIE

- *Décret n° 2010-301 du 22 mars 2010 modifiant le décret 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 ;*
  - *Décret n° 2007-1280 du 28 août 2007 relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité ;*
  - *Décret n° 2006-555 du 17 mai 2006 relatif à l'accessibilité des établissements recevant du public, des installations ouvertes au public et des bâtiments d'habitation et modifiant le code de la construction et de l'habitation ;*
  - *Décret n° 2003-229 du 13 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution ;*
  - *Arrêté du 29 mars 2010 précisant les modalités du contrôle des performances des installations de production raccordées en basse tension aux réseaux publics de distribution d'électricité ;*
  - *Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement direct au réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique ;*
  - *Arrêté du 31 janvier 1986 relatif à la protection contre l'incendie des bâtiments d'habitation ;*
  - *Arrêté du 25 juin 1980 relatif au règlement de sécurité contre les risques d'incendie et de panique dans les établissements recevant du public ;*
  - *Textes officiels relatifs à la protection des travailleurs dans les établissements qui mettent en œuvre des courants électriques ;*
  - *Arrêté du 18 octobre 1977 relatif au règlement de sécurité pour la construction des immeubles de grande hauteur et leur protection contre les risques d'incendie et de panique ;*
  - *Arrêtés pris par les préfets et par les maires concernant l'urbanisme, la voirie et l'hygiène.*
-

---

<b>Installations électriques à basse tension</b>	<b>UTE/U15</b>
<b>Installations électriques à basse tension – Protections électriques</b>	<b>UTE/U15C</b>

---

**Liste des organismes représentés dans les deux commissions de normalisation**

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**