

Guide complémentaire de conception des installations photovoltaïques sans stockage et raccordées au réseau public de distribution

Modules bifaces, micro-onduleurs,
optimiseurs de puissance...

Janvier 2024



Ce projet a reçu un financement du programme de recherche et d'innovation Horizon de l'Union européenne, dans le cadre du projet ASCEND (accord de subvention 101096571).

AVANT-PROPOS

Le présent guide traite des installations photovoltaïques raccordées à un réseau public de distribution et non prévues pour fonctionner de façon autonome.

Il constitue un complément informel au guide UTE C 15-712-1 de juillet 2013. Les principaux ajouts proposés par rapport au guide UTE C 15-712-1 concernent :

- les modules photovoltaïques bifaces ;*
- les micro-onduleurs ;*
- les optimiseurs de puissance ;*
- ...*

Les dispositions du présent guide ont comme vocation de combler le vide normatif rencontré par les concepteurs d'installations photovoltaïques dans l'attente de la mise à jour, par l'Afnor, du guide UTE C15-712 de juillet 2013. Ces dispositions n'ont, en conséquence, pas été validées par l'Afnor et ne constituent que des propositions basées sur des normes en vigueur ou des pratiques validées sur le terrain par les organismes chargés de la vérification de la conformité d'installations photovoltaïques.

Le présent document a été élaboré par un groupe de travail comprenant :

- Marielle Perrin, Association Hespul*
- Bruno Gaiddon, Association Hespul*
- Erika Saidi-Chalopin, Consuel*
- Salomé Durand, SER*
- David Gréau, Enerplan*
- Bakari Soumare, INES PFE*
- Mathieu Mansouri, CRER*
- François Saugues, Staübli*
- Olivier Verdeil, expert photovoltaïque*
- Gerard Moine, expert photovoltaïque, membre fondateur de Solarcoop*

Les avis exprimés dans ce document n'engagent que les auteurs et ne sauraient être considérés comme constituant une prise de position officielle de la Commission européenne ou de l'ADEME.

SOMMAIRE

1	Introduction	5
2	Domaine d'application	5
3	Références normatives.....	5
4	Définitions.....	6
5	Description des installations PV	8
5.1	Schéma général d'une installation PV.....	8
5.2	Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec vente totale de la production	8
5.3	Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec vente du surplus de la production	8
5.4	Schéma type d'une installation PV dans des bâtiments	8
5.5	Schéma type d'une centrale de production	8
5.6	<i>Schéma type d'une installation PV avec optimiseurs de puissance</i>	<i>9</i>
5.7	<i>Schéma type d'une installation PV avec micro-onduleurs en autoconsommation</i>	<i>10</i>
6	Mise à la terre de l'installation.....	11
6.1	Schémas des liaisons à la terre de la partie courant alternatif.....	11
6.2	Mise à la terre fonctionnelle d'une polarité de la partie courant continu.....	11
6.3	Mise à la terre des masses et éléments conducteurs.....	11
7	Protection contre les chocs électriques	14
7.1	Généralités.....	14
7.2	Mesure de protection par TBTS ou TBTP sur la partie d.c.	14
7.3	Protection contre les contacts directs	14
7.4	Protection contre les contacts indirects.....	14
8	Protection contre les surintensités.....	15
8.1	Partie courant continu	15
8.2	Partie courant alternatif	16
8.3	Protection des circuits auxiliaires	16
9	Protection de découplage.....	17
10	Prévention contre la dégradation des installations photovoltaïques.....	18
11	Chute de tension	19
11.1	Généralités.....	19
11.2	Installation à courant continu	19
11.3	Installation à courant alternatif.....	19

12	Sectionnement, commande et coupure.....	20
12.1	Sectionnement	20
12.2	Commande.....	20
12.3	Coupure d'urgence	20
12.4	Coupure pour intervention des services de secours	20
13	Protection contre les surtensions d'origine atmosphérique ou dues à des manœuvres	21
13.1	Généralités.....	21
13.2	Conditions d'installation des parafoudres.....	21
13.3	Protection contre les surtensions des installations sans paratonnerre.....	21
13.4	Règles complémentaires pour la protection contre les surtensions des installations avec paratonnerre.....	21
14	Choix et mise en œuvre des matériels	22
14.1	Généralités.....	22
14.2	Canalisations	22
14.3	Modules PV	22
14.4	Onduleurs d'injection.....	22
14.5	Appareillages.....	22
14.6	Ensembles d'appareillage	22
14.7	Connecteurs	22
14.8	Parafoudres.....	22
15	Signalisation	23
15.1	Identification des composants	23
15.2	Etiquetage.....	23
15.3	Etiquetages spécifiques pour l'intervention des services de secours.....	23
16	Dossier Technique.....	24
17	Maintenance des installations photovoltaïques	25
17.1	Généralités.....	25
17.2	Types de maintenance et périodicité.....	25
17.3	Actions de maintenance	25

1 Introduction

Depuis la publication du guide UTE C 15-712-1 de juillet 2013, la technologie des composants utilisés dans les installations photovoltaïques a fortement évolué : modules photovoltaïques bifaces, micro-onduleurs, optimiseurs de puissance, ... En conséquence, le guide UTE C 15-712-1 dont l'objet est de préciser les règles de mise en œuvre des installations photovoltaïques ne remplit plus sa fonction première et a dû être complété par différents guides et autres avis techniques. L'objectif du présent document est de rassembler dans un seul et unique document les règles complémentaires applicables à toutes les installations photovoltaïques sans stockage raccordées au réseau public de distribution d'électricité et de combler provisoirement le vide normatif rencontré par les concepteurs d'installations photovoltaïques dans l'attente de la mise à jour, par l'Afnor, du guide UTE C15-712-1.

2 Domaine d'application

Ce guide a comme objectif de préciser et de compléter les règles de la NF C 15-100 et du guide UTE C15-712-1 de juillet 2013 pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution sans stockage.

Il décrit les exigences applicables au circuit a.c. des installations raccordées en basse tension, à la partie basse tension du circuit a.c. des installations raccordées en haute tension (HTA) et au circuit d.c. de toutes les installations jusqu'à la limite de tension de 1500 Vdc. Les installations photovoltaïques avec stockage sont traitées dans la norme expérimentale XP C 15-712-3.

3 Références normatives

Le présent chapitre liste les textes normatifs en vigueur qui ne sont pas cités dans le guide UTE C15-712-1:2013 :

<i>IEC 60364-7-712</i>	<i>Exigences applicables aux installations ou emplacements spéciaux – Installations d'énergie solaire photovoltaïque</i>
<i>IEC TS 60904-1-2</i>	<i>Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic (PV) devices</i>
<i>IEC 62548</i>	<i>Groupes photovoltaïques (PV) - Exigences de conception</i>
<i>NF EN 50549-1</i>	<i>Exigences relatives aux centrales électriques destinées à être raccordées en parallèle à des réseaux de distribution Partie 1 : raccordement à un réseau de distribution BT - Centrales électriques jusqu'au Type B inclus</i>
<i>NF EN 50549-2</i>	<i>Exigences relatives aux centrales électriques destinées à être raccordées en parallèle à des réseaux de distribution - Partie 2 : raccordement à un réseau de distribution MT - Centrales électriques jusqu'au Type B inclus</i>
<i>NF EN 50549-10</i>	<i>Exigences relatives aux centrales électriques destinées à être raccordées en parallèle à des réseaux de distribution - Partie 10 : essais d'évaluation de la conformité des unités de production</i>
<i>NF EN 50618</i>	<i>Câbles électriques pour systèmes photovoltaïques</i>
<i>NF EN 61643-31</i>	<i>Parafoudres basse tension - Partie 31 : parafoudres pour usage spécifique y compris en courant continu - Exigences et méthodes d'essai des parafoudres pour installations photovoltaïques</i>
<i>NF EN 62852</i>	<i>Connecteurs pour applications en courant continu pour systèmes photovoltaïques - Exigences de sécurité et essais</i>
<i>NF EN 62446-1</i>	<i>Systèmes photovoltaïques (PV) - Exigences pour les essais, la documentation et la maintenance - Partie 1 : systèmes connectés au réseau électrique - Documentation, essais de mise en service et examen</i>
<i>XP C15-712-3</i>	<i>Installations photovoltaïques avec dispositif de stockage et raccordées à un réseau public de distribution</i>
<i>TÜV Rheinland 2 PfG 2380</i>	<i>Fusibles de chaîne PV</i>

4 Définitions

En complément des définitions du guide UTE C15-712-1:2013, les définitions suivantes s'appliquent au présent guide :

4.23

BNPI

éclairage de plaque signalétique biface

Éclairage le plus élevé auquel est effectuée la vérification de la plaque signalétique des modules bifaces qui correspond à 1000 W/m² à l'avant du module et à 135 W/m² à l'arrière du module, appliqué à toute méthode admise par l'IEC TS 60904-1-2

NOTE L'abréviation BNPI est dérivée du terme anglais développé correspondant « bifacial nameplate irradiance » dont la traduction la plus fidèle serait « éclairage nominal biface »

4.24

courant biface à la puissance maximale

$I_{mppBNPI}$

Courant d'un module biface, correspondant à la puissance maximale dans les conditions d'essai BNPI

4.25

courant biface de court-circuit

I_{scBNPI}

Courant de court-circuit d'un module biface, d'une chaîne de modules bifaces, d'un groupe PV biface ou d'un générateur PV biface en conditions d'essai BNPI

4.26

courant inverse maximal de l'optimiseur de puissance

I_{RM_opt}

valeur maximale du courant inverse admissible par un optimiseur de puissance

4.27

courant maximum d'un optimiseur de puissance

I_{max_opt}

Courant maximum qui peut être délivré par un optimiseur de puissance

4.28

micro-onduleur

Petit onduleur conçu pour être relié directement à un ou deux modules PV

NOTE 1 Un micro-onduleur est normalement relié directement aux câbles de module installés en usine; il se fixe au bâti du module ou se monte à une position immédiatement adjacente à celle du module.

NOTE 2 Tous les micro-onduleurs fonctionnent en très basse tension ($U_{dc} < 120$ V). En revanche, seuls ceux équipés d'un transformateur de sécurité ou d'un convertisseur de sécurité assurant une séparation galvanique entre le circuit d.c. et le circuit a.c. relèvent de la TBTS.

4.29

MLPE

électronique intégrée au module

Tout dispositif électronique doté d'un module PV conçu pour fournir des fonctions de commande, de surveillance ou de conversion de puissance

NOTE 1 Peut être installé en usine ou assemblé sur site.

NOTE 2 L'abréviation MLPE est dérivée du terme anglais développé correspondant « module-level power electronic »

NOTE 3 Les micro-onduleurs et les optimiseurs de puissance, qui assurent tout ou partie des fonctions mentionnées ci-dessus, sont donc des MLPE

4.30

module a.c.

Ensemble intégré module PV/micro-onduleur pour lequel les bornes d'interface sont uniquement en courant alternatif et pour lequel il n'est prévu aucun accès du côté courant d.c.

NOTE Un module PV raccordé à un micro-onduleur avec des connecteurs d.c. ne peut donc pas être considéré comme un module a.c.

4.31

module biface

Module PV qui peut convertir l'irradiation reçue à la fois sur la face avant et sur la face arrière en énergie électrique par le biais de l'effet photovoltaïque

4.32

optimiseur de puissance

Convertisseur continu-continu associé à un ou deux modules PV et assurant la recherche du fonctionnement à puissance maximale (MPPT), la mise en sécurité du champ PV et la surveillance du ou des modules PV

NOTE L'utilisation d'optimiseurs de puissance ne dispense pas d'un dispositif de coupure DC

5 Description des installations PV

Les schémas suivants donnent des exemples d'architectures d'installations PV non traitées dans le guide UTE C15-712-1:2013:

- *schéma type d'une installation PV avec optimiseurs de puissance en Figure 6 ;*
- *schéma type d'une installation PV avec micro-onduleurs en Figure 7.*

5.1 Schéma général d'une installation PV

-

5.2 Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec vente totale de la production

-

5.3 Schéma type d'une installation PV dans des locaux d'habitation avec vente du surplus de la production

-

5.4 Schéma type d'une installation PV dans des bâtiments

-

5.5 Schéma type d'une centrale de production

-

5.6 Schéma type d'une installation PV avec optimiseurs de puissance

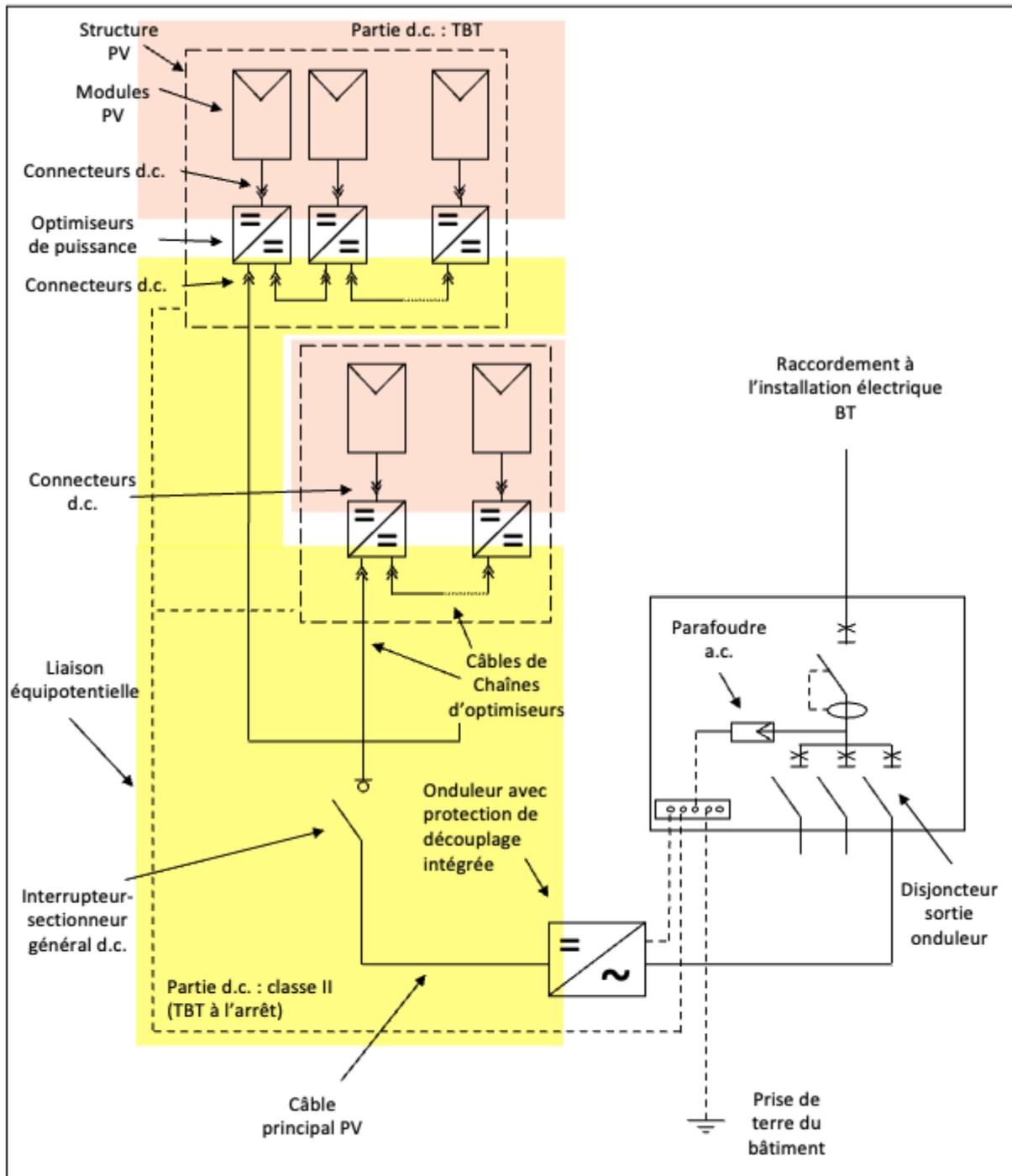


Figure 6 – Schéma type d'une installation PV avec optimiseurs de puissance

5.7 Schéma type d'une installation PV avec micro-onduleurs

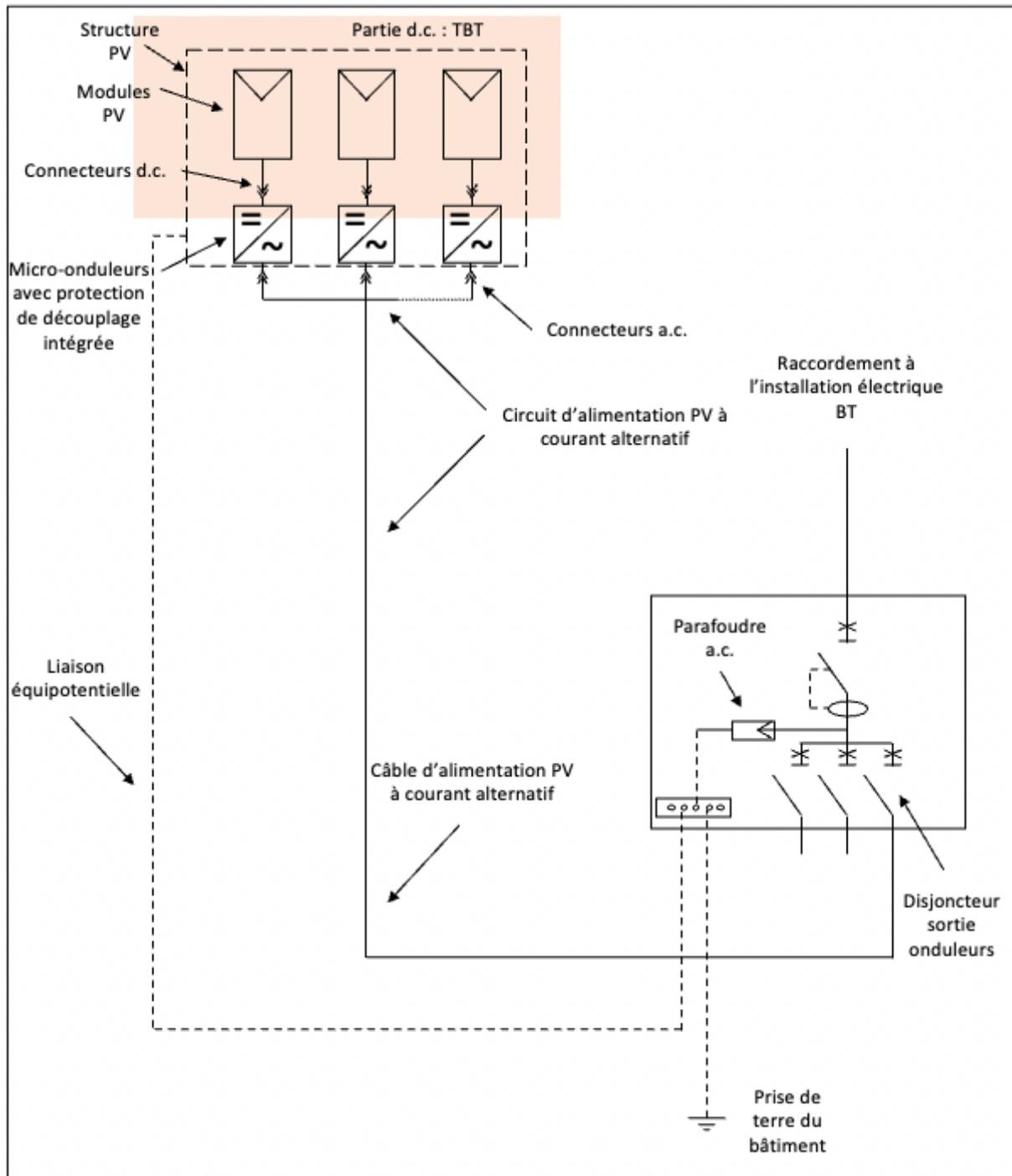


Figure 7 – Schéma type d'une installation PV avec micro-onduleurs

6 Mise à la terre de l'installation

6.1 Schémas des liaisons à la terre de la partie courant alternatif

-

6.2 Mise à la terre fonctionnelle d'une polarité de la partie courant continu

-

6.3 Mise à la terre des masses et éléments conducteurs

6.3.1 Partie courant continu

Lorsque la structure métallique de support des modules photovoltaïques est utilisée comme conducteur de liaison équipotentielle, il est admis que la mise à la terre du cadre métallique des modules photovoltaïques se fasse par contact avec la structure de support si la résistance de contact est inférieure 0,1 ohm, conformément à l'essai de continuité à la masse MST 13 de la norme NF EN 61730-2.

En cas d'utilisation d'optimiseurs de puissance, lorsque le cadre métallique des modules photovoltaïques est relié à la liaison équipotentielle, il est admis que le raccordement des optimiseurs de puissance à la liaison équipotentielle soit réalisé par contact avec le cadre des modules PV ou leur support. Dans ce cas, la continuité doit alors être vérifiée pour une valeur inférieure à 2 ohms.

En cas d'utilisation de micro-onduleurs, le cadre métallique des modules photovoltaïques doit être relié au conducteur de liaison équipotentielle, sauf pour les configurations relevant de la TBTS ne présentant pas de risque spécifique de surtension induite.

6.3.2 Partie courant alternatif

-

6.3.3 Onduleur

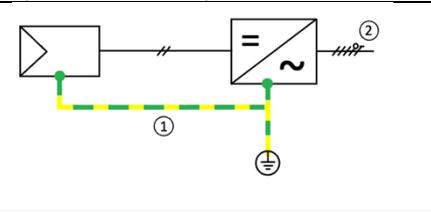
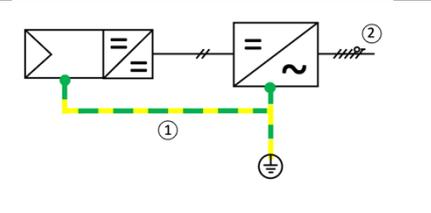
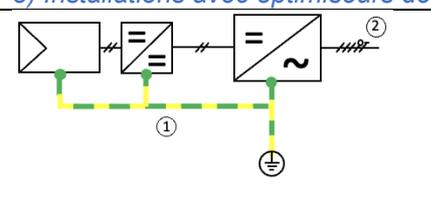
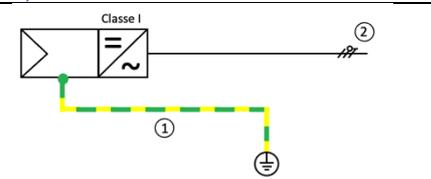
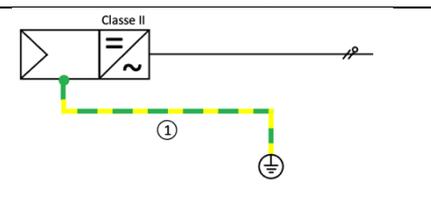
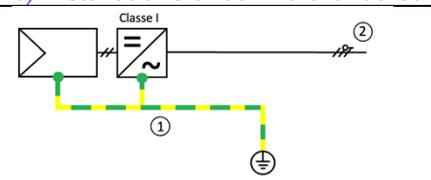
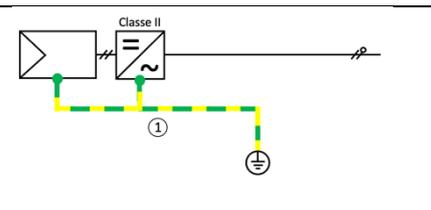
-

6.3.4 Micro-onduleur

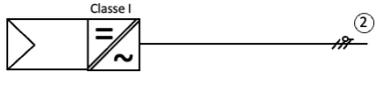
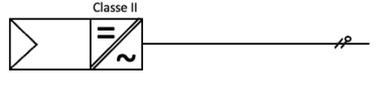
En cas d'utilisation de micro-onduleurs, lorsque le cadre métallique des modules photovoltaïques est relié à la liaison équipotentielle, il est admis que le raccordement des micro-onduleurs à la liaison équipotentielle soit réalisé par contact avec le cadre des modules PV ou leur support. Dans ce cas, la continuité doit alors être vérifiée pour une valeur inférieure à 2 ohms.

6.3.5 Synthèse des principales configurations de mise à la terre de l'installation

Tableau 13 – Principales configurations de mise à la terre

1) Cas Général (Guide UTE C15-712-1)	
	<ul style="list-style-type: none"> - Modules PV : cadre relié à la liaison équipotentielle (1) - Onduleurs : masse reliée à la liaison équipotentielle (1) et au conducteur de protection (2)
2) Installations avec optimiseurs de puissance fixés au cadre des modules PV ou à leur support	
	<ul style="list-style-type: none"> - Modules PV : cadre relié à la liaison équipotentielle (1) - Optimiseurs de puissance : masse reliée à la liaison équipotentielle par contact avec le cadre des modules ou leur support (1) - Onduleurs : masse reliée à la liaison équipotentielle (1) et au conducteur de protection (2)
3) Installations avec optimiseurs de puissance sans contact avec les modules PV ou leur support	
	<ul style="list-style-type: none"> - Modules PV : cadre relié à la liaison équipotentielle (1) - Optimiseurs de puissance : en cas de pièces métalliques apparentes, raccordement de celles-ci à la liaison équipotentielle (1) - Onduleurs : masse reliée à la liaison équipotentielle (1) et au conducteur de protection (2)
4) Installations avec micro-onduleurs fixés au cadre des modules PV ou à leur support	
	<ul style="list-style-type: none"> - Modules PV : cadre relié à la liaison équipotentielle (1) - Micro-onduleurs de classe I : masse reliée à la liaison équipotentielle par contact avec le cadre des modules ou leur support (1) et au conducteur de protection (2)
	<ul style="list-style-type: none"> - Modules PV : cadre relié à la liaison équipotentielle (1) - Micro-onduleurs de classe II : masse reliée à la liaison équipotentielle par contact avec le cadre des modules ou leur support (1) <p>NOTE Dans ce cas, la canalisation fixe doit tout de même comporter un conducteur de protection conformément à la norme NF C15-100</p>
5) Installations avec micro-onduleurs sans contact avec les modules PV ou leur support	
	<ul style="list-style-type: none"> - Modules PV : cadre relié à la liaison équipotentielle (1) - Micro-onduleurs de classe I : masse reliée à la liaison équipotentielle (1) et au conducteur de protection (2)
	<ul style="list-style-type: none"> - Modules PV : cadre relié à la liaison équipotentielle (1) - Micro-onduleurs de classe II : en cas de pièces métalliques apparentes, raccordement de celles-ci à la liaison équipotentielle (1) <p>NOTE Dans ce cas, la canalisation fixe doit tout de même comporter un conducteur de protection conformément à la norme NF C15-100</p>

6) Installations avec micro-onduleurs munis d'une isolation galvanique sans risque spécifique de surtension induite

 <p>Classe I</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Modules PV : raccordement du cadre à la liaison équipotentielle non exigé compte tenu de la protection par TBTS (tension TBT et micro-onduleurs munis d'une isolation galvanique) - Micro-onduleurs de classe I : masse reliée au conducteur de protection (2)
 <p>Classe II</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Modules PV : raccordement du cadre à la liaison équipotentielle non exigé compte tenu de la protection par TBTS (tension TBT et micro-onduleurs munis d'une isolation galvanique) - Micro-onduleurs de classe II : masse non reliée au conducteur de protection <p>NOTE Dans ce cas, la canalisation fixe doit tout de même comporter un conducteur de protection conformément à la norme NF C15-100</p>

7 Protection contre les chocs électriques

7.1 Généralités

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

-

7.3 Protection contre les contacts directs

7.3.1 Généralités

Ces connecteurs doivent être conformes à la norme *NF EN 62852*.

Cette exigence s'applique également au circuit d.c. des installations utilisant des micro-onduleurs ou des optimiseurs de puissance.

7.3.2 Cas de l'installation en BT

-

7.3.3 Cas de l'installation en TBTS et TBTP

-

7.4 Protection contre les contacts indirects

7.4.1 Généralités

Dans les locaux d'habitation, le circuit a.c. sur lequel sont raccordés les onduleurs n'est pas considéré comme un circuit terminal et n'est, en conséquence, pas obligatoirement protégé par un DDRHS 30 mA conformément à l'amendement A5 de la norme NF C15-100 publié en 2015. La sensibilité du DDR protégeant l'installation PV doit néanmoins être en adéquation avec la valeur de la prise de terre de l'installation.

7.4.2 Partie courant continu

7.4.2.1 Généralités

-

7.4.2.2 Protection par isolation double ou renforcée

-

7.4.3 Partie courant alternatif

-

8 Protection contre les surintensités

8.1 Partie courant continu

8.1.1 Généralités

En cas d'utilisation de modules bifaces, le choix des dispositifs de protection contre les surintensités de la partie d.c. et le dimensionnement des câbles de cette partie sont effectués en tenant compte de l'effet cumulé de la face avant aux conditions d'essais normalisées (STC) et de la face arrière à une irradiation dépendant de l'environnement immédiat (mise en œuvre, albédo, ...).

Sans connaissance de l'effet de l'environnement immédiat sur le fonctionnement de la face arrière des modules bifaces, le courant à prendre en compte pour le choix des dispositifs de protection contre les surintensités de la partie d.c. et le dimensionnement des câbles de cette partie est le courant I_{scBNPI} .

8.1.2 Protection des modules PV

-

8.1.3 Protection des câbles de chaînes PV

-

8.1.4 Protection des câbles de groupes PV

-

8.1.5 Protection du câble principal PV

En cas d'utilisation d'optimiseurs de puissance, le câble principal d'un générateur PV doit être dimensionné avec un courant admissible I_z supérieur ou égal à I_{max_GEN} .

NOTE Calcul de $I_{max_GEN} = Nc_{opt} \cdot I_{max_opt}$ avec I_{max_opt} le courant maximal délivré par un optimiseur de puissance et Nc_{opt} le nombre de chaînes d'optimiseurs

8.1.6 Caractéristiques des dispositifs de protection contre les surintensités

Ces dispositifs peuvent être installés directement sur les câbles de chaînes sous réserve de disposer d'un certificat de conformité de type 2 PFG 2380 du TÜV Rheinland ou équivalent dans l'attente de la publication d'une norme NF EN spécifique à ces dispositifs.

8.1.7 Protection des optimiseurs de puissance

Dans une installation avec plusieurs chaînes d'optimiseurs en parallèle, les optimiseurs de puissance doivent être protégés contre l'effet des courants inverses pouvant prendre naissance dans les chaînes en défaut.

Un dispositif de protection des chaînes d'optimiseurs contre les surintensités est exigé uniquement si le nombre de chaînes Nc_{opt} est supérieur à Nc_{max_opt} , nombre maximal de chaînes en parallèle sans protection.

La détermination de Nc_{max_opt} est calculée en fonction de la valeur du courant inverse maximal des optimiseurs de puissance I_{RM_opt} et de leur courant de maximum I_{max_opt} .

$$Nc_{max_opt} \leq (1 + I_{RM_opt} / I_{max_opt})$$

8.1.8 Protection de câbles de chaînes d'optimiseurs

En cas d'utilisation d'optimiseurs de puissance, les câbles de chaînes d'optimiseurs doivent être dimensionnés avec un courant admissible I_z supérieur ou égal au courant maximal délivré par un optimiseur de puissance I_{max_opt} .

8.2 Partie courant alternatif

8.2.1 Généralités

-

8.2.2 Protection contre les surcharges

-

8.2.3 Protection contre les courts-circuits

-

8.3 Protection des circuits auxiliaires

-

9 Protection de découplage

Dans les installations présentant une puissance totale d'onduleurs n'excédant pas 250 kVA, la protection de découplage peut être intégrée aux onduleurs. Elle doit alors être conforme à la [norme NF EN 50549-1](#).

Conformément à l'article 4.1.1 du guide UTE C15-400, lorsqu'une protection de découplage de type H est exigée, la protection de découplage interne des onduleurs ne doit pas arrêter le fonctionnement de ces derniers tant que la tension et la fréquence ne sortent pas des limites prévues pour la protection de découplage.

10 Prévention contre la dégradation des installations photovoltaïques

-

11 Chute de tension

11.1 Généralités

-

11.2 Installation à courant continu

En cas d'utilisation de modules bifaces, la chute de tension côté d.c. est calculée en tenant compte de l'effet cumulé de la face avant aux conditions d'essais normalisées (STC) et de la face arrière à une irradiation dépendant de l'environnement immédiat (mise en œuvre, albédo, ...).

Sans connaissance de l'effet de l'environnement immédiat sur le fonctionnement de la face arrière des modules bifaces, le courant à prendre en compte pour la chute de tension côté d.c. est le courant $I_{mppBNPI}$.

En cas d'utilisation d'optimiseurs de puissance, le calcul de la chute de tension des câbles de chaînes d'optimiseurs et du câble principal PV est effectué dans les conditions suivantes :

- *la tension de référence à prendre en compte pour la chute de tension est la valeur minimale de la plage de fonctionnement de tension de l'onduleur U_{min_ond} ;*
- *le courant à prendre en compte pour la chute de tension est le courant maximal délivré par un optimiseur de puissance I_{max_opt} .*

11.3 Installation à courant alternatif

-

12 Sectionnement, commande et coupure

12.1 Sectionnement

Pour les micro-onduleurs, les dispositifs de sectionnement installés côté a.c. peuvent être assurés par des connecteurs débrochables IP2X à l'état débroché.

En revanche, les borniers de connexion des câbles côté d.c. ou côté a.c. ne sont pas considérés comme des dispositifs de sectionnement.

12.2 Commande

-

12.3 Coupure d'urgence

12.3.1 Généralités

Les dispositifs de coupure d'urgence côté a.c. ne doivent pas être intégrés à l'onduleur.

12.3.2 Coupure d'urgence de la partie courant continu

Dans le cas de modules a.c. ou de micro-onduleurs, la coupure d'urgence de la partie d.c. n'est pas exigée.

12.3.3 Coupure d'urgence de la partie courant alternatif

-

12.3.4 Dispositions particulières aux locaux d'habitation

Dans les locaux privés à usage d'habitation, les dispositifs de coupure d'urgence côté d.c. ne doivent pas être intégrés à l'onduleur.

12.4 Coupure pour intervention des services de secours

-

12.4.1 Dispositions générales

-

12.4.2 Dispositions complémentaires

Les installations photovoltaïques avec optimiseurs de puissance, qui à l'arrêt limitent à une valeur inférieure à 60 V d.c. la tension des câbles de chaînes d'optimiseurs et du câble principal PV, respectent cette exigence. De plus, étant donné que les chaînes de modules PV de ces installations relèvent du domaine de la TBT, l'ensemble du circuit d.c. passe ainsi en TBT après ouverture, par les services de secours, de la coupure mentionnée au paragraphe 12.4.1.

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

13.1 Généralités

13.1.1 Principes de protection

13.1.1.1 Protection par équipotentialité

-

13.1.1.2 Protection par parafoudres

-

13.2 Conditions d'installation des parafoudres

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

Dans le cas de modules a.c. ou de micro-onduleurs, si la longueur du circuit a.c. est inférieure à la longueur critique, il n'est pas nécessaire de prévoir de protection spécifique par parafoudre.

13.2.2 Condition d'installation de parafoudre côté d.c.

13.2.2.1 Installation sans paratonnerre

Dans le cas de modules a.c. ou de micro-onduleurs, la longueur du circuit d.c. étant petite par rapport à la longueur critique, il n'est pas nécessaire de prévoir de protection spécifique par parafoudre.

13.2.2.2 Installation avec paratonnerre

-

13.3 Protection contre les surtensions des installations sans paratonnerre

13.3.1 Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté a.c.

-

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

13.3.2.1 Choix de I_n

-

13.3.2.2 Choix de I_{max}

-

13.3.2.3 Choix de I_{imp}

-

13.3.2.4 Choix de U_p

-

13.3.2.5 Choix de U_{CPV}

-

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

-

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

-

14 Choix et mise en œuvre des matériels

14.1 Généralités

En cas d'utilisation d'optimiseurs de puissance, la tension de référence à prendre en compte pour la tension assignée d'emploi est la tension d'entrée maximale de l'onduleur côté d.c. Dans ce cas $U_{ocmax}=U_{max_ond}$.

14.2 Canalisations

14.2.1 Choix pour la partie d.c.

Sur la partie d.c., il est recommandé d'utiliser des câbles conformes à la norme NF EN 50618. La tension assignée d'emploi de ces câbles doit être égale ou supérieure à la tension U_{ocmax} . Pour ces câbles, la disposition du b) de l'article 412.2.1 de la norme NF C15-100 ne s'applique pas.

14.2.2 Mise en œuvre

-

14.3 Modules PV

-

14.4 Onduleurs d'injection

Les onduleurs des installations raccordées au réseau public de distribution basse-tension doivent être raccordés au conducteur de neutre. Cependant, le gestionnaire du réseau public de distribution peut autoriser l'utilisation d'onduleurs non-raccordés au conducteur de neutre en contrepartie de dispositions complémentaires.

L'Annexe E précise les conditions dans lesquelles il est admis de raccorder des modules a.c. ou des micro-onduleurs sur un socle de prise de courant 16A 2P+T sans ajout de canalisation fixe.

14.5 Appareillages

14.5.1 Généralités

-

14.5.2 Appareillages installés dans la partie générateur PV

-

14.6 Ensembles d'appareillage

Toute intervention sur les boîtes de jonction situées directement en aval des câbles de chaînes de modules PV doit pouvoir être assurée en toute sécurité. Pour les générateurs PV de tension U_{ocmax} supérieure à 60 V, des connecteurs conformes à la [norme NF EN 62852](#) doivent être prévus sur ces boîtes ou à proximité immédiate. En l'absence de boîtes de jonction, cette exigence s'applique au coffret d.c.

14.7 Connecteurs

Sur la partie d.c., les connecteurs utilisés doivent être conformes à la [norme NF EN 62852](#).

14.8 Parafoudres

14.8.1 Choix des parafoudres

-

14.8.2 Mise en œuvre des parafoudres

-

15 Signalisation

15.1 Identification des composants

-

15.2 Etiquetage

15.2.1 Etiquetage sur la partie a.c.

-

15.2.2 Etiquetage sur la partie d.c.

-

15.2.3 Etiquetage sur l'onduleur

-

15.3 Etiquetages spécifiques pour l'intervention des services de secours

-

16 Dossier Technique

-

17 Maintenance des installations photovoltaïques

17.1 Généralités

-

17.2 Types de maintenance et périodicité

-

17.3 Actions de maintenance

17.3.1 Généralités

-

17.3.2 Points relatifs à la sécurité des personnes et des biens

-

17.3.3 Points relatifs au bon fonctionnement

-

Annexe E
Branchement de modules a.c. ou de micro-onduleurs sur un socle de prise de courant

Il est admis de brancher des modules a.c. ou des micro-onduleurs sur un socle de prise de courant 16A 2P+T sans ajout de canalisation fixe à condition de respecter toutes les conditions suivantes :

- *Un socle de prise ne peut accueillir qu'une seule et unique fiche de courant,*
- *Les modules a.c. ou les micro-onduleurs ne sont pas branchés dans le socle de prise avec une multiprise mobile,*
- *Le circuit alimentant la prise de courant est conforme aux exigences du tableau 10-F1 de la norme NF C15-100 (Section minimale des conducteurs et courant assigné maximal du dispositif),*
- *Le circuit alimentant la prise de courant est protégé par un DDRHS 30 mA.*

La puissance maximale de production par circuit, qui doit être compatible avec le courant assigné du dispositif de protection et le courant admissible des conducteurs de ce circuit, est donné dans le tableau ci-dessous issu du guide publié en 2023 par le Syndicat des Energies Renouvelables et Enerplan sur les kits photovoltaïques autoconsommation plug & play.

Tableau 14 – Puissance maximale de production pour un branchement sur un socle de prise

Section et nature des conducteurs du circuit	Courant assigné du dispositif de protection du circuit	Puissance maximale de production par circuit
<i>1,5 mm² cuivre</i>	<i>16A</i>	<i>350 VA</i>
<i>2,5 mm² cuivre</i>	<i>20A</i>	<i>900 VA</i>



HESPUL

14 place Jules Ferry
69006 Lyon
pv@hespul.org