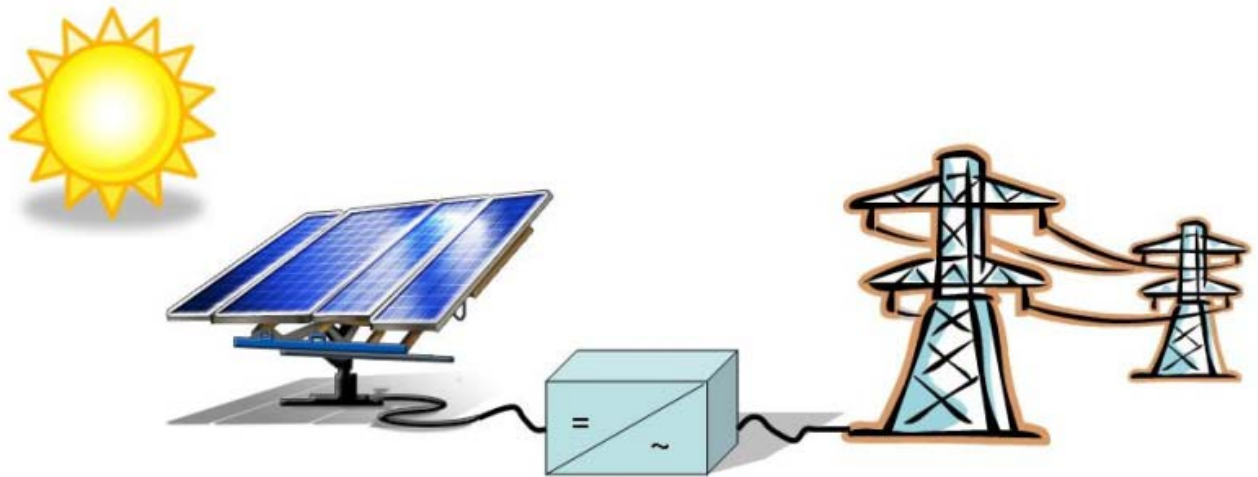


ESPRIT

Etudes Scientifiques Prénormatives Sur Le
Raccordement Au Réseau Electrique D'Installations
Techniques Photovoltaïques



**Raccordement des installations
photovoltaïques au réseau public de
distribution électrique à basse tension**

Cadre réglementaire, impacts et préconisations



énergie atomique • énergies alternatives



ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

ESPRIT

Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension

Cadre réglementaire, impacts et préconisations

Rédacteurs : H. Colin (CEA-INES), C. Duvauchelle (EDF), G. Moine (TRANSENERGIE), Y. Tanguy (TRANSENERGIE), B. Gaiddon (HESPUL), T. Tran-Quoc (IDEA)

Travaux réalisés avec le soutien financier de l'ADEME



Avril 2010

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

Résumé

Le présent document est le fruit d'un travail collaboratif réalisé dans le cadre du projet de recherche ESPRIT, qui traite du raccordement des installations photovoltaïques (PV) au réseau public de distribution basse tension en France métropolitaine.

Il rappelle le cadre réglementaire et technique français dans lequel se font les raccordements au réseau, identifie ses carences et incohérences et recense les interactions, potentielles ou avérées entre les installations PV et les réseaux publics de distribution. Des anomalies de fonctionnement constatées sur des installations en service sont ensuite listées et analysées pour conduire à des recommandations et préconisations en vue de pallier aux manques de la réglementation française et de définir un cahier des charges rassemblant les exigences auxquelles devraient se conformer les onduleurs PV. L'objectif est d'établir les bases d'un cadre réglementaire qui satisfera les gestionnaires du réseau et les producteurs et qui permettra un meilleur fonctionnement des installations PV raccordées.

Mots clés

PHOTOVOLTAÏQUE, RESEAU, INTERACTIONS, PRECONISATIONS

Summary

The present document is the result of a collaborative work carried out in the framework of the ESPRIT research project, which deals with the connection of photovoltaic (PV) systems to the low voltage public distribution grid in metropolitan France.

It presents the standards and the technical requirements in force related to the connection of PV installations to the grid. It identifies their weaknesses and inconsistencies and classifies the potential or real interactions between PV systems and public distribution grids. Some technical problems, occurring in existing PV installations, are listed. Then recommendations are given in order to compensate the lacks of the French regulation and define the specifications and technical requirements grid-connected PV inverters should comply with. The objective is to settle the basis of a regular framework that will satisfy both grid operators and producers, and enable a better operation of grid-connected PV systems.

Key words

PHOTOVOLTAIC, GRID, INTERACTIONS, RECOMMENDATIONS

Sommaire

PREAMBULE	6
CADRE DU DOCUMENT	7
INTRODUCTION	7
I. RAPPEL SUR LES OBLIGATIONS ET EXIGENCES DES GESTIONNAIRES DE RESEAU	9
I.1 CADRE REGLEMENTAIRE	9
I.1.1 <i>Textes</i>	9
I.2 MAITRISE DU PLAN DE TENSION	10
I.3 ETUDES DE RACCORDEMENT EFFECTUEES PAR LE GESTIONNAIRE DU RESEAU	11
I.3.1 <i>But des études de raccordement</i>	11
I.3.2 <i>Exigences vis-à-vis des producteurs d'énergie PV</i>	11
I.4 SECURITE DES BIENS ET PERSONNES	11
I.5 DOMAINE DE FONCTIONNEMENT DE L'INSTALLATION	12
I.6 POINTS NON COUVERTS PAR LA REGLEMENTATION ET LES NORMES EN VIGUEUR	12
I.6.1 <i>Manques</i>	12
I.6.2 <i>Ambiguïtés</i>	13
II. IMPACTS POTENTIELS DES INSTALLATIONS PV SUR LE RPD	15
II.1 AVANT-PROPOS	15
II.2 PRINCIPAUX IMPACTS GENERES PAR LES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES	15
II.2.1 <i>Elévation locale du niveau de tension</i>	15
II.2.2 <i>Bosses de tension</i>	17
II.2.3 <i>Variations rapides de puissance</i>	17
II.2.4 <i>Harmoniques de courant</i>	18
II.2.5 <i>Injection de courant continu</i>	19
II.2.6 <i>Perturbation des signaux tarifaires</i>	20
II.2.7 <i>Contribution aux courants de court circuit</i>	20
II.2.8 <i>Impact du PV sur les investissements réseau</i>	20
II.2.8.1 <i>Approche globale</i>	20
II.2.8.2 <i>Approche locale</i>	21
II.2.8.3 <i>Conclusion</i>	23
II.2.9 <i>Impact du PV sur les pertes dans les réseaux de distribution</i>	23
II.2.10 <i>Tension résiduelle côté AC</i>	24
II.3 CONSEQUENCES D'UNE FORTE DENSITE D'ONDULEURS PV	24
II.3.1 <i>Effets et configurations rencontrées</i>	24
II.3.2 <i>Elévation locale de la tension</i>	25
II.3.3 <i>Déséquilibre entre phases</i>	25
II.3.4 <i>Interactions entre onduleurs</i>	26
III. INFLUENCE DES CARACTERISTIQUES DES RPD SUR LE FONCTIONNEMENT DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES	27
III.1 ORIGINE DES PHENOMENES INFLUENÇANT LE FONCTIONNEMENT DES INSTALLATIONS PV	27
III.2 REGIME DE NEUTRE ET COURANTS DE FUITE	27
III.3 NIVEAU DE TENSION DU RESEAU	28
III.4 VARIATION DE L'IMPEDANCE DU RESEAU	28
III.5 CREUX DE TENSION ET TENUE DES SYSTEMES PV	29
III.6 PRESENCE DE COMPOSANTE CONTINUE ET D'HARMONIQUES DE TENSION	30
III.7 SIGNAUX TARIFAIRES	30
III.8 INTER HARMONIQUES	30
IV. PISTES DE RECHERCHE ET PRECONISATIONS	31
IV.1 AVANT-PROPOS	31
IV.2 PRECONISATIONS POUR LE CADRE REGLEMENTAIRE DU RACCORDEMENT DU PV AU RESEAU	31

IV.2.1	<i>Unicité des textes de référence</i>	31
IV.2.2	<i>Harmonisation des réglages des seuils tension et fréquence des protections types B1, B2 et VDE</i>	32
IV.2.3	<i>Prise en compte des caractéristiques des moyens de production dans la rédaction des textes contractuels et réglementaires</i>	34
IV.2.4	<i>Distinction entre onduleurs avec/sans transformateur sur les aspects sécurité</i>	34
IV.2.5	<i>Taux d'harmoniques de courant en BT</i>	34
IV.2.6	<i>Prise en compte des capacités de production lors des études de création de réseaux BT</i>	35
IV.3	PRECONISATIONS POUR L'ELABORATION D'UN CAHIER DES CHARGES POUR LES ONDULEURS	35
IV.3.1	<i>Avant-propos</i>	35
IV.3.2	<i>Préconisations vis-à-vis des impacts du PV sur le RPD</i>	36
IV.3.2.1	Elévation du niveau de tension	36
IV.3.2.2	Bosses de tension	38
IV.3.2.3	Variation rapide de la puissance de l'onduleur	38
IV.3.2.4	Harmoniques de courants	38
IV.3.2.5	Injection de courant continu	39
IV.3.2.6	Courant de court-circuit.....	40
IV.3.2.7	Tension résiduelle côté AC	40
IV.3.2.8	Perturbations entre onduleurs.....	41
IV.3.2.9	Déséquilibre entre phases	41
IV.3.3	<i>Préconisations vis-à-vis des impacts du RPD sur les installations PV</i>	42
IV.3.3.1	Réseaux de distribution et régime de neutre	42
IV.3.3.2	Courant de fuite et protection différentielle	43
IV.3.3.3	Surveillance de perte du réseau amont sur critère d'impédance	44
IV.3.3.4	Tenue aux creux de tension.....	44
IV.3.3.5	Harmoniques de tension, inter-harmoniques	45
IV.3.3.6	Signaux tarifaires	45
IV.3.4	<i>Autres préconisations</i>	46
IV.3.4.1	Présence de tension résiduelle côté DC	46
IV.3.4.2	Risque d'ilotage	46
IV.3.4.3	Absorption/production de puissance réactive	47
IV.3.4.4	Surfréquence	48
IV.3.4.5	Ecrêtage des pointes de consommation	48
IV.3.4.6	Fonctionnement en mode secours	49
IV.3.4.7	Etiquetage des onduleurs	49
	CONCLUSION	51
	REFERENCES	55
	GLOSSAIRE	58
	ANNEXES	59

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

Préambule

Le présent document est le fruit d'un travail collaboratif réalisé dans le cadre d'un projet de recherche cofinancé par l'ADEME : le projet ESPRIT (Etudes Scientifiques Prénormatives sur le Raccordement au réseau des Installations Techniques photovoltaïques) ; il est relatif au raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution.

Le projet ESPRIT, d'une durée de 3 ans, rassemble au sein du même consortium les partenaires suivants :

- CEA – INES
- EDF – R&D
- TRANSENERGIE
- HESPUL
- IDEA
- INPG - G2ELAB

Les objectifs de ce projet sont de palier aux carences du cadre réglementaire et technique français relatif au raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution. Il vise par ailleurs à apporter des réponses aux situations de défaut de fonctionnement des installations rencontrées sur le terrain par certains gestionnaires de réseau et certains producteurs photovoltaïques, notamment les phénomènes de découplage des onduleurs.

Ce document présente la synthèse des premiers travaux réalisés par les membres du consortium du projet ESPRIT et contient :

- Un résumé des interactions entre les installations photovoltaïques et les réseaux publics de distribution,
- Une liste de recommandations pour pallier aux manques et aux incohérences de la réglementation française,
- Enfin, la définition d'un cahier des charges (liste de préconisations) contenant l'ensemble des exigences auxquelles doivent se conformer les onduleurs raccordés à un réseau public de distribution.

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

Cadre du document

Ce document traite des installations de production photovoltaïques (PV), monophasées ou triphasées, raccordées via des onduleurs au réseau public de distribution électrique (RPD) à basse tension (BT). Son champ d'action se limite à la France continentale, et ne traite pas des réseaux insulaires (Corse, DOM ...).

Introduction

On assiste en France, depuis la publication de l'arrêté du 10 juillet 2006 relatif aux conditions d'achat de l'énergie produite par les installations photovoltaïques, à une croissance importante des demandes de raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution, comme le montre la Figure 1.

La filière photovoltaïque, dont le développement est soutenu par les pouvoirs publics (lutte contre le changement climatique, augmentation de la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique, soutien de la filière industrielle, ...) possède des caractéristiques spécifiques :

- La puissance de production des installations varie de quelques kW à plusieurs MW,
- Le nombre de producteurs peut devenir à terme très important,
- La plupart des raccordements sont réalisés sur la partie basse-tension du réseau public de distribution (au 31 décembre 2009, 99.95 % des installations PV en France étaient raccordées en BT dont 90 % étaient inférieures à 3 kWc, comme cela est indiqué sur la Figure 2)
- Les installations sont constituées de convertisseurs statiques (et non pas de machines tournantes)
- Les produits (onduleurs et modules) disponibles sur le marché sont variés,
- La production d'énergie est faite de manière intermittente,
- Le raccordement des installations se fait le plus souvent à partir d'initiatives individuelles et n'est pas planifiée,
- ...

Les spécificités techniques des installations photovoltaïques sont à l'origine de nombreux phénomènes d'interaction, impacts et effets sur le réseau public de distribution qui font l'objet de nombreuses publications au niveau international [50].

L'objectif de ce document est de rappeler le cadre réglementaire dans lequel se font les raccordements au réseau et d'identifier ses faiblesses (chapitre I).

Il vise également à synthétiser les publications précitées en différenciant :

- les impacts des installations photovoltaïques sur les réseaux publics de distribution (chapitre II),
- l'influence des caractéristiques des réseaux de distributions sur le fonctionnement des installations photovoltaïques (chapitre III),

Enfin, des préconisations et autres recommandations sont fournies en vue de l'élaboration d'un cahier des charges pour les onduleurs PV raccordés au RPD (chapitre IV).

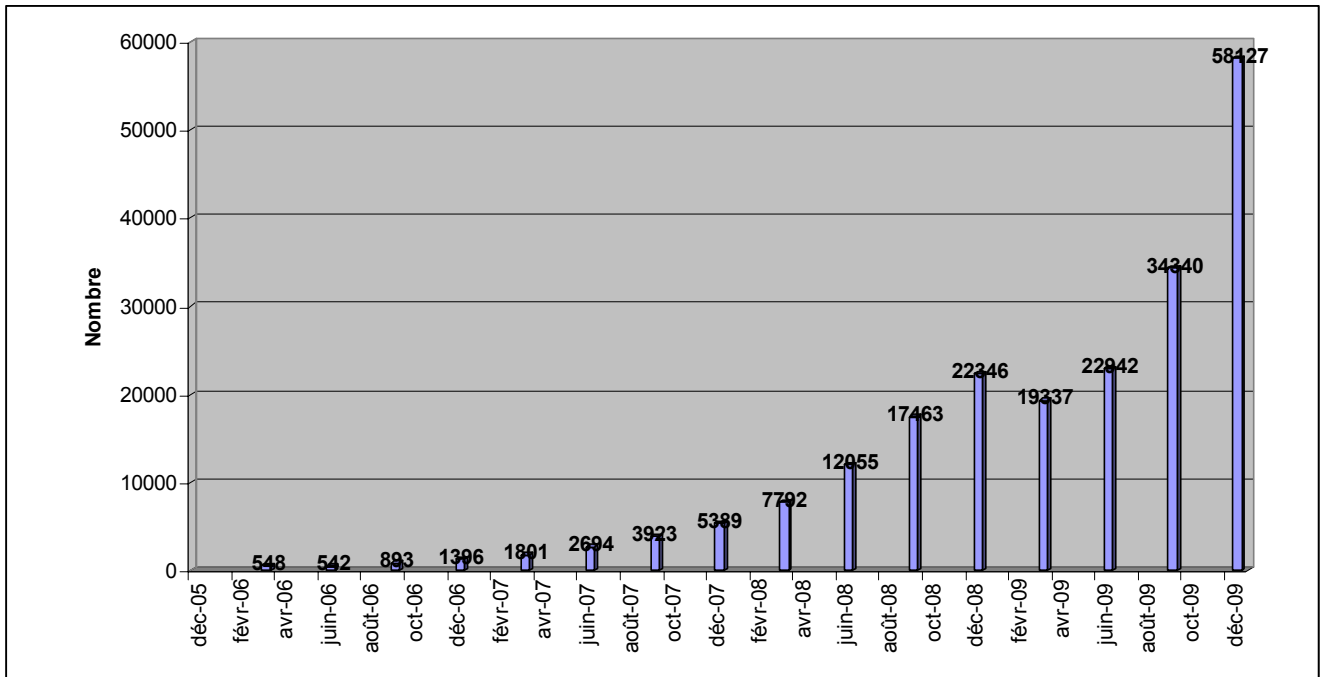


Figure 1 – Nombre de demandes de raccordement au réseau public de distribution

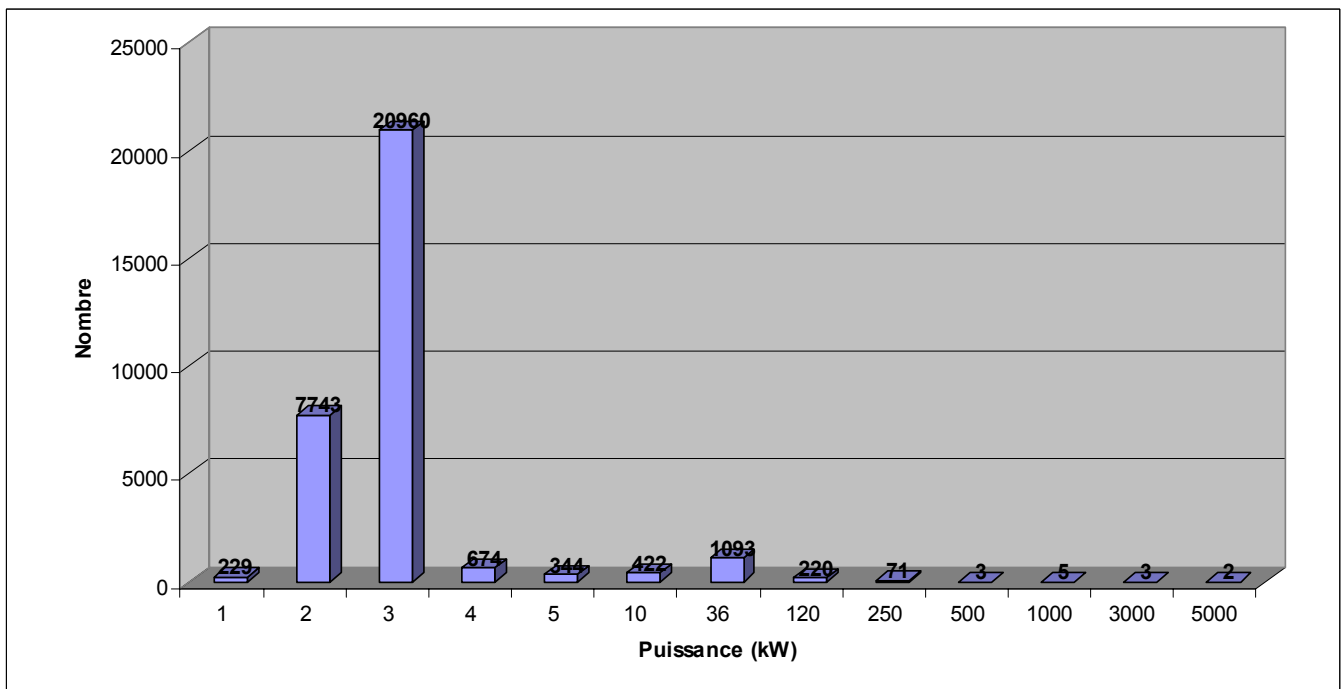


Figure 2 : Répartition des puissances des installations PV raccordées au RPD à fin 2009

I. Rappel sur les obligations et exigences des gestionnaires de réseau

I.1 Cadre réglementaire

I.1.1 Textes

Le contrat de raccordement, d'accès et d'exploitation pour une installation raccordée au Réseau Public de Distribution d'électricité en injection BT [1] fait référence à plusieurs documents, parmi lesquels :

- Décrets, arrêtés :
 - Décret 2007-1826 du 24 décembre 2007 et arrêté du 24 décembre 2007 [2]
 - Décret 2008-386 du 23 avril 2008 et arrêté du 23 avril 2008 [3]
- Référentiel technique ERDF [4]
- Normes :
 - Norme allemande DIN VDE 0126-1.1 [5] et ses évolutions [49]
 - Norme européenne NF EN 50160 [6]
 - Norme NF C15-100 [7]
 - Norme NF C14-100 [8]
- Guides:
 - UTE C15-712 [9]
 - UTE C15-400 [10]

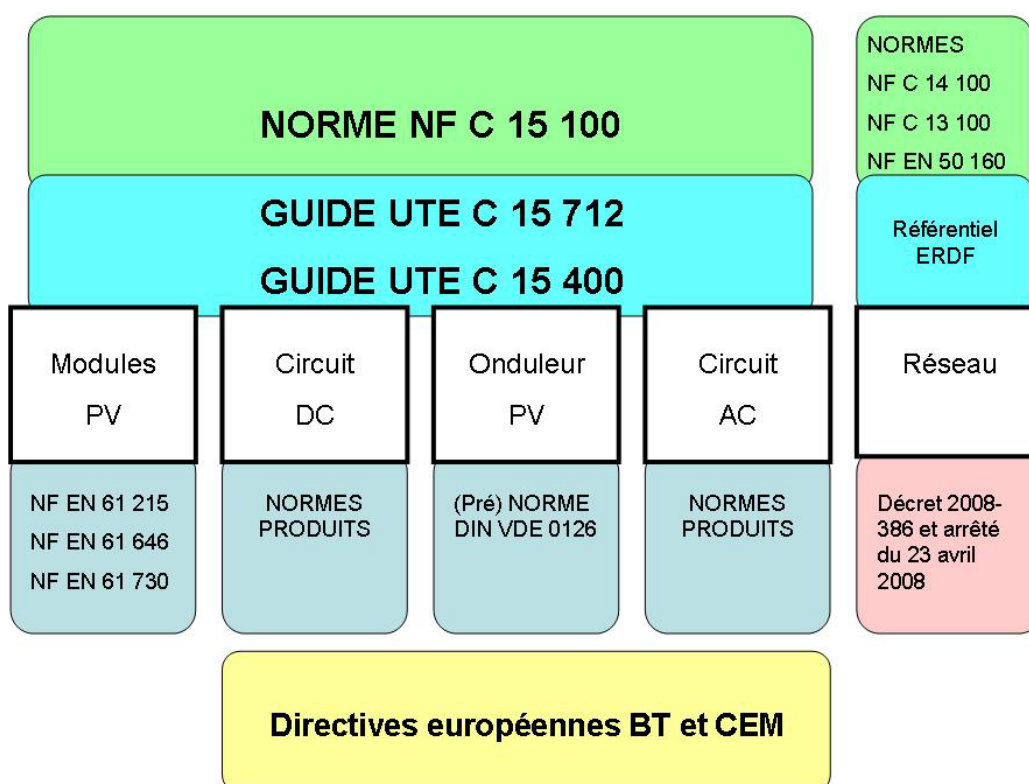


Figure 3 – Documentation de référence (Source Gimelec)

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

1.2 Maîtrise du plan de tension

Tous les appareillages électriques (de consommation ou de production) raccordés au RPD sont conçus pour fonctionner dans des gammes de tension et de fréquence définies. C'est pourquoi les gestionnaires de réseau sont dans l'obligation de respecter (et donc de faire respecter) les caractéristiques de la tension fournie par les RPD, caractéristiques décrites dans la norme NF EN 50160 [6] et renforcées par l'arrêté du 24 décembre 2007 sur la qualité des réseaux électriques [2].

Les limites et valeurs des caractéristiques de la tension qui peuvent être attendues sur le réseau public de distribution sont les suivantes [6] :

- La variation de la tension d'alimentation ne doit pas dépasser $\pm 10\%$,
- Une variation rapide de la tension ne dépasse généralement pas 5% de U_n , mais peut atteindre 10% de U_n pendant de courts instants,
- Le niveau de sévérité de longue durée du papillotement lié aux fluctuations de la tension doit rester inférieur ou égal à 1 pendant 95% du temps,
- Les creux de tension ont en général une durée de moins d'une seconde et une tension résiduelle supérieure à 40% de U_n (des creux de tension plus profonds et plus longs peuvent néanmoins survenir),
- La coupure brève de la tension d'alimentation dure moins de 1 s dans 70% des cas,
- Les coupures longues de la tension d'alimentation sont accidentelles, et la fréquence des coupures supérieures à 3 minutes dépend des régions et des structures de réseaux,
- La surtension temporaire entre conducteurs actifs et terre peut atteindre la valeur de tension entre phases (max. de 440 V) et sa durée est normalement limitée à 5 s,
- La surtension transitoire entre conducteurs actifs et terre au point de fourniture ne dépasse généralement pas 6 kV crête,
- Le déséquilibre de la tension d'alimentation, en conditions normales d'exploitation, doit être tel que, hebdomadairement, 95% des valeurs efficaces moyennées sur dix minutes de la composante inverse de la tension d'alimentation doivent se situer entre 0 et 2% de la composante directe (fondamentale),
- Tensions harmoniques : limites maximales définies pour 95% des valeurs efficaces des harmoniques jusqu'au rang 25, moyennées sur dix minutes pendant une période d'une semaine ; le taux de distorsion harmonique global ne doit pas dépasser 8%
- Tensions inter harmoniques (à l'étude),
- Transmission de signaux d'information sur le réseau : limites de tension définies en fonction de la fréquence du signal.

Les variations de tension admissibles sur le réseau BT sont déterminées de façon à garantir aux utilisateurs une tension maintenue dans la plage contractuelle, en tenant compte des ajustements opérés par les dispositifs de réglage, situés dans le poste-source, et dans le poste HTA/BT, ainsi que du positionnement du poste HTA/BT sur le réseau HTA.

Les dispositifs de réglage sont calés de façon que la tension en tête des départs BT se rapproche le plus possible, mais sans jamais risquer de la dépasser, de la butée haute de la plage contractuelle. On maximise ainsi la marge de chute de tension admissible sur le réseau BT, c'est-à-dire celle qui permet de respecter la butée basse de la plage contractuelle de tension [2].

La méthode GDO BT d'évaluation de la tenue globale de la tension sur les réseaux basse tension consiste en une estimation, à caractère probabiliste, de la tenue de la tension en tous

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

points d'un réseau. Elle repose sur une base de données réseau, un modèle de charge et un modèle de calcul d'état électrique ; elle calcule les transits dans les différents éléments du réseau, et les chutes de tension cumulées au niveau de chaque utilisateur, sur les points jugés significatifs. Ce calcul permet de déterminer le nombre des utilisateurs d'un départ, ou d'une zone donnée, dont la chute de tension maximale atteindrait la chute de tension maximale admissible [2].

1.3 Etudes de raccordement effectuées par le gestionnaire du réseau

1.3.1 But des études de raccordement

Le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité identifie [2] l'éventuel impact que le raccordement de l'installation de production pourrait avoir sur :

- L'intensité maximale admissible dans les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité,
- Le pouvoir de coupure des disjoncteurs, la tenue thermique et la tenue aux efforts électrodynamiques des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité ainsi que, d'une façon générale, le fonctionnement des dispositifs de protection de ce réseau,
- Le pouvoir de coupure des disjoncteurs, la tenue thermique et la tenue aux efforts électrodynamiques des ouvrages du poste de livraison de l'installation de production à raccorder,
- Le pouvoir de coupure des disjoncteurs, la tenue thermique et la tenue aux efforts électrodynamiques des ouvrages des postes de livraison des autres utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité déjà raccordés,
- Le niveau de la tension au point de livraison de l'installation de production,
- Le niveau de la tension aux points de livraison des autres utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité déjà raccordés, y compris les postes HTA/BT,
- Le fonctionnement du plan de protection du réseau public de distribution d'électricité,
- Le fonctionnement de la transmission des signaux tarifaires.

1.3.2 Exigences vis-à-vis des producteurs d'énergie PV

Le producteur communique au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité les caractéristiques techniques de son installation de production qui sont nécessaires à la définition du raccordement ainsi que, à la demande du gestionnaire, les éléments justificatifs attestant:

- L'aptitude de l'installation de production à fonctionner dans les conditions normales de tension (c'est-à-dire pour une tension au point de livraison ne s'écartant pas de la tension contractuelle de plus ou de moins de 5 %) et de fréquence (c'est-à-dire pour une fréquence comprise entre 49,5 Hz et 50,5 Hz) rencontrées sur le réseau public de distribution d'électricité et sans limitation de durée [3],
- L'aptitude de l'installation de production à rester en fonctionnement lorsque la fréquence ou la tension sur le réseau public de distribution d'électricité atteint des valeurs exceptionnelles et pendant des durées limitées [3].

1.4 Sécurité des biens et personnes

- Dans une installation de production raccordée au réseau public de distribution d'électricité BT, de manière générale, le neutre du réseau ne doit pas être relié à la terre dans l'installation de production (toutefois, si le réseau le permet, la connexion du neutre du réseau public de distribution d'électricité BT à la terre dans l'installation de

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

production est possible, après accord du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité),

- Toute installation de production doit disposer par conception d'une fonction de protection permettant de la séparer automatiquement du réseau public de distribution d'électricité en cas d'apparition, sur cette installation de production, d'un défaut entre conducteurs, selon les dispositions des normes [7] et [8],
- Le raccordement de l'installation de production ne doit pas entraîner, en situation de défaut, de dépassement du courant de court-circuit au-delà de la limite que les matériels BT du réseau public de distribution d'électricité peuvent supporter,
- Toute installation de production doit disposer, par conception, d'une fonction de protection, dite « protection de découplage », permettant de séparer automatiquement l'installation de production du réseau public de distribution d'électricité en cas d'apparition sur ce dernier d'au-moins un des défauts suivants :
 - a) Défaut entre conducteurs pour la BT ;
 - b) Création d'un sous-réseau séparé ;
- Aucun des dispositifs de protection de l'installation de production, y compris les éventuels dispositifs internes des divers équipements parties prenantes à cette installation, ne doit, par sa conception ou son réglage :
 - a) Perturber le fonctionnement normal des dispositifs de protection du réseau public de distribution d'électricité mis en œuvre par le gestionnaire de celui-ci ;
 - b) Etre activé dans des conditions moins sévères que celles qui déclenchent la fonction de protection de découplage visée à l'article précédent [3].

1.5 Domaine de fonctionnement de l'installation

- Puissance réactive : les installations de production raccordées en basse tension ne doivent pas absorber de puissance réactive.
- Toute installation de production doit rester en fonctionnement pendant au moins vingt minutes, sans perte de puissance supérieure à 5 %, lorsque la tension (U) au point de livraison de l'installation de production s'écarte de la tension contractuelle (Uc) de la façon suivante :
 - $0,9 U_c < U < 0,95 U_c$ ou $1,05 U_c < U < 1,1 U_c$.
- Fluctuations rapides de la tension : le niveau de contribution de l'installation de production au papillotement longue durée (Plt) doit être limité au point de livraison à 1 [3].
- Le couplage et le découplage des installations de production au réseau public de distribution d'électricité doivent se faire selon les modalités de la convention d'exploitation dans le respect des prescriptions de l'article 16 de la référence [3] (Les à-coups de tension au point de livraison dus à l'installation de production ne doivent pas dépasser 5 %),
- Harmoniques : le niveau de contribution de l'installation à la distorsion de la tension doit être limité à des valeurs permettant au Distributeur de respecter les limites admissibles en matière de qualité de l'électricité livrée aux autres utilisateurs [1].

1.6 Points non couverts par la réglementation et les normes en vigueur

1.6.1 Manques

Les exigences et obligations actuelles des gestionnaires de réseau présentent certaines carences dont les principales sont listées ci-dessous:

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

- Aucune exigence spécifique (cf. IV.3.2.5) concernant l'injection de courant continu sur le réseau n'est précisée,
- Aucune distinction entre onduleurs avec transformateur et onduleurs sans transformateur n'est faite sur les aspects sécurité,
- Les spécificités des installations photovoltaïques ne sont pas prises en compte dans les textes réglementaires. Par exemple, l'article mentionné au I.4.2, second alinéa, interdit toute variation de puissance supérieure à 5 % et ne tient donc pas compte des fluctuations de la puissance en fonction de la ressource solaire,
- Les exigences en matière d'équilibrage des phases doivent être précisées, notamment dans le cas d'installations photovoltaïques triphasés équipées d'onduleurs monophasés,
- Il n'existe pas de document de synthèse regroupant les exigences du gestionnaire de réseau en matière de raccordement des installations photovoltaïques au réseau de distribution.

I.6.2 Ambiguïtés

La position d'ERDF vis-à-vis du paramétrage des protections de découplage des onduleurs PV amène à des confusions au sein de la communauté PV. En effet, dans la partie de son référentiel technique relative aux *protections des installations de production raccordées au réseau public de distribution*¹, ERDF énumère les différentes protections de découplage autorisées en BT ainsi que leurs paramétrages associés. Ces protections sont reprises dans le Tableau 1 ci-après.

Si l'on observe les caractéristiques des protections de type « DIN VDE 0126 » décrites dans ce tableau, on peut constater que, dans la partie « Séparation du réseau amont », les seuils indiqués sont ceux correspondants à la version de 1997 de la DIN VDE 0126. Il en est de même pour les seuils de fréquence, mentionnés dans la partie « Marche en réseau séparé ». Ces seuils étant en contradiction avec ceux évoqués dans la DIN VDE 0126-1-1 de février 2006, cela génère une confusion sur les versions de normes exigées. DIN VDE 0126 de 1997 ou DIN VDE 0126-1-1 de 2006 ?

¹ Document « ERDF-NOI-RES_13E » du 01/06/2008

Tableau 1 : Différents types de protections BT, issus du document ERDF-NOI-RES_13E [11] du 01/06/2008

Protections de découplage BT	Type B.1 (ex type 2.1)	Type B.2 (ex type 2.2)	Sectionneur automatique DIN VDE 0126
Détection des défauts monophasés HTA	Non réalisée	Non réalisée	Non réalisée
Séparation du réseau amont			Max impédance raccordement amont $Z_{rac} < 1,25$ puis $1,75\Omega$ $\Delta Z_{rac} < +0.5 \Omega$ Temporisée 5 secondes
Détection des défauts polyphasés	Mini de V Instantanée 85% V_n	Mini de V Instantanée 85% V_n	Mini de V Instantanée 80% V_n
Marche en réseau séparé	Mini de V Instantanée 85% V_n	Mini de V Instantanée 85% V_n	Mini de V Instantanée 80% V_n
	Max de V Instantanée 115% V_n	Max de V Instantanée 115% V_n	Max de V Instantanée 115% V_n
	Mini de f Instantanée 49,5 Hz		Mini de f Instantanée 49.8 Hz
	Maxi de f Instantanée 50,5 Hz		Maxi de f Instantanée 50,2 Hz

A cette incompréhension vient s'ajouter l'ambiguïté créée par un autre document du référentiel technique d'ERDF, document intitulé « *Modèle de Contrat de raccordement, d'accès et d'exploitation pour une installation de production de puissance < 36 kVA raccordée au Réseau Public de Distribution basse tension – Conditions Générales* »². Dans le chapitre 6.1 de ce document, intitulé « *Mise en œuvre de dispositions de découplage* », il est indiqué que « *Un dispositif constitué d'une protection et d'un organe de découplage doit être installé entre la sortie du générateur et l'Installation Intérieure.* » Mais il est ensuite ajouté que « *Le Producteur peut, s'il le souhaite, demander au constructeur d'inhiber la protection d'impédance.* ».

Cette obligation d'installer un organe de découplage, immédiatement suivie d'une autorisation d'inhibition de la protection d'impédance crée l'ambiguïté sur les réelles exigences du gestionnaire de réseau. C'est pourquoi certains constructeurs font le choix

² Document « ERDF-FOR-PC-15E » du 01/05/2008

d'inhiber, dès la sortie d'usine, la fonction de détection de perte du réseau amont du dispositif de découplage interne des onduleurs, généralement réalisée par mesure d'impédance.

Si l'on se fie à l'expérience vécue lors de la campagne de mesure « Habitarelle » et aux autres investigations réalisées dans le cadre du projet ESPRIT, on peut s'apercevoir que de nombreux onduleurs raccordés au réseau de distribution comportent des dispositifs internes de découplage dont certaines fonctionnalités sont inhibées, sans que le Distributeur n'en soit informé.

D'après nos informations, les conditions d'inhibition de ces fonctionnalités devraient être mieux définies dans la nouvelle version du Référentiel Technique d'ERDF [4].

II. Impacts potentiels des installations PV sur le RPD

II.1 Avant-propos

Ce chapitre a pour objectif de synthétiser les conclusions des études scientifiques, traitant des impacts des installations photovoltaïques sur les réseaux publics de distribution, ayant été publiées ces dernières années par un grand panel d'experts internationaux.

Il n'est pas ici question de faire le procès des systèmes photovoltaïques mais bien de comprendre les nouvelles problématiques posées par l'arrivée de ces générateurs sur les réseaux publics de distribution afin de pouvoir y apporter les réponses pertinentes.

II.2 Principaux impacts générés par les installations photovoltaïques

II.2.1 Elévation locale du niveau de tension

Les variations de tension d'un réseau électrique dépendent des caractéristiques de ce réseau ainsi que du nombre et de la nature des installations électriques raccordés à ce réseau (Figure 4). Les installations consommatrices d'énergie auront tendance à provoquer des baisses de tension alors que les installations de production auront tendance à générer des hausses de tension. Cela implique de la part du GRD de faire un choix en termes de gestion du plan de tension. Ces élévations de tension seront d'autant plus notables qu'il y aura beaucoup de PV et peu de charges (voir Figure 5).

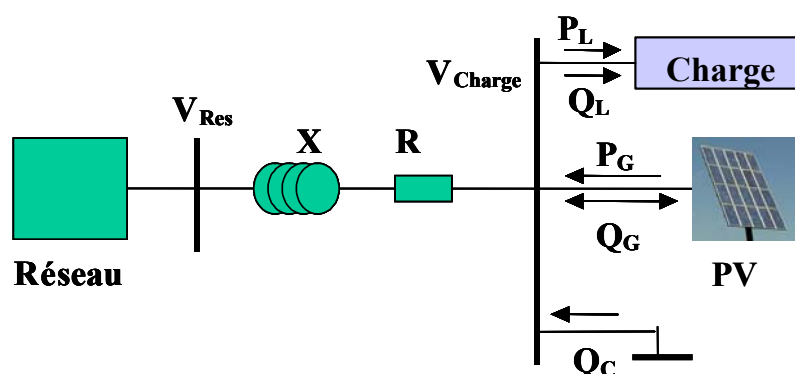


Figure 4 – Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV

Sur un réseau de distribution en présence d'installations PV, la chute de tension ΔV entre le réseau amont et le point de raccordement d'une installation PV via une ligne (cf. Figure 4) est déterminée par la formule:

$$\Delta V = \frac{R(P_G - P_L) + X(\pm Q_G - Q_L + Q_C)}{V}$$

Où : R, X sont la résistance et la réactance totale de la ligne

P_G, Q_G sont les puissances active et réactive fournies par PV

P_L, Q_L sont les puissances active et réactive de consommation

Q_C est la puissance réactive du dispositif de compensation

Dans le réseau de distribution, la puissance active injectée par un système PV joue un rôle important dans la variation de la tension car la résistance linéique est plus importante que la réactance linéique $R \gg X$.

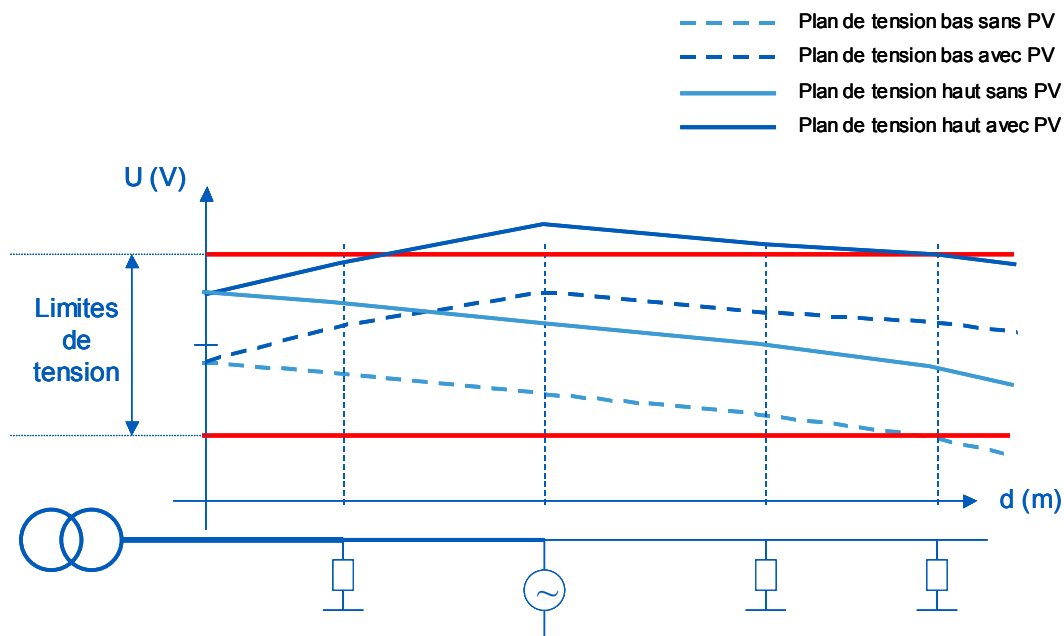


Figure 5 - Exemple de variations de tension sur un réseau BT en fonction de la présence de production PV

Ce phénomène de hausse localisée de la tension est le principal impact des installations photovoltaïques sur les réseaux de distribution BT. Il peut être pris en compte et limité de différentes façons :

- En limitant le nombre des utilisateurs ou la puissance totale d'injection d'un départ afin de conserver en tout point du réseau une tension inférieure à la tension maximale admissible comme cela est le cas en France avec la méthode GDO BT [2],
- En modifiant la conception des réseaux BT pour prendre en compte la présence d'installations photovoltaïques. Cette prise en compte consiste notamment à régler la tension en tête des départs BT à un niveau plus faible qu'habituellement et à conserver une section de câble identique sur toute la longueur de la portion du réseau [12]. Cette méthode présente néanmoins l'inconvénient de laisser moins de marge aux chutes de tensions admissibles dans le départ concerné,
- En autorisant le raccordement d'un nombre important d'installations photovoltaïques sous réserve que les onduleurs soient équipés d'une fonction de limitation de la

puissance injectée lorsque l'élévation de la tension du réseau devient trop forte comme cela est le cas au Japon [13],

- En autorisant le raccordement d'un nombre important d'installations photovoltaïques sous réserve que les onduleurs soient équipés d'une fonction de réglage de la puissance réactive adapté au problème de tension (Brevet EDF et IDEA) (cf. IV.3.2.1).

II.2.2 Bosses de tension

Une étude conduite en Espagne [14] rapporte que, durant ces dernières années, des dommages à des équipements électroniques, tels que des compteurs électriques, ont été constatés, et ce en corrélation avec l'implantation de centrales photovoltaïques. Il a été montré que ces dommages survenaient lorsqu'une coupure sur le réseau (BT ou HTA) était effectuée en amont des onduleurs (avec transformateurs), de telle sorte qu'un ou plusieurs onduleurs devenaient isolés du réseau. La surtension peut alors dépasser 200 % de la valeur nominale de la tension avant que le ou les onduleurs se déconnectent.

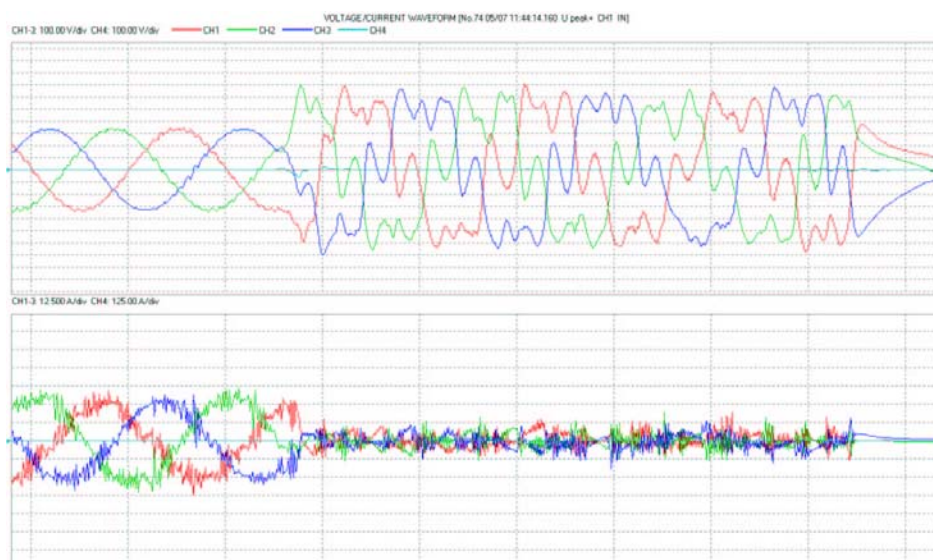


Figure 6 – Surtensions sur réseau BT en Espagne (source Iberdrola [14])

L'étude [14] citée n'apportant pas d'explications quant au phénomène observé, des simulations ont été effectuées dans le cadre du projet Esprit ; elles montrent que de telles surtensions peuvent survenir lorsque la production (photovoltaïque), au moment de la perte de réseau amont, est nettement supérieure à la consommation (charges) ; les surtensions sont d'autant plus fortes que le déséquilibre est élevé. Inversement, des sous-tensions apparaissent lorsque la production est très inférieure à la consommation.

II.2.3 Variations rapides de puissance

Diverses analyses de l'éclairement solaire ont montré que les variations rapides de l'éclairement sont en général limitées : 95% des variations en moins d'une seconde sont inférieures à 5 W/m² en Europe Centrale [15].

Une étude sur le site de tests Rokko au Japon [16] a montré que plus l'installation est de taille importante, moins les variations de puissance sont rapides. Des variations maximales de puissance de près de 30 %/s sur une installation de 2 kW (2,4 m de large), et de 10 %/s sur la puissance totale de l'ensemble des 100 installations de 2 kW (réparties sur une largeur de 85 m) ont été constatées.

Peu d'études en situations réelles ont été effectuées en Europe à ce jour [17], mise à part une étude en Hollande montrant des variations de puissances PV relativement lentes [18]. Les campagnes de mesures prévues dans le projet ESPRIT (taches 1 et 2) permettront de collecter de nouvelles données sur ce point, notamment la campagne en cours sur le lotissement Habitarelle, au nord d'Alès (30), et d'identifier les éventuelles conséquences sur le fonctionnement de l'installation.

II.2.4 Harmoniques de courant

D'une manière générale, tout appareil électrique comportant de l'électronique est source d'harmoniques. Les conséquences de ces harmoniques peuvent être instantanées sur certains appareils électroniques: troubles fonctionnels (synchronisation, commutation), disjonctions intempestives, erreurs de mesure sur des compteurs d'énergie... Les échauffements supplémentaires induits peuvent, à moyen terme, diminuer la durée de vie des machines tournantes, des condensateurs, des transformateurs de puissance et des conducteurs de neutre.

Des mesures dans un quartier résidentiel au Danemark ont montrées que les harmoniques sur le réseau étaient générées principalement par les charges non-linéaires (en particulier les téléviseurs) [19], et non par les générateurs PV.

Cependant, les onduleurs contribuent tout de même à l'augmentation des harmoniques de courant. Plusieurs études le montrent :

- Les onduleurs fonctionnent le plus souvent à puissance réduite, et un appareil fonctionnant à puissance réduite ne peut fournir la même qualité de courant qu'à puissance nominale et crée plus d'harmoniques [20].

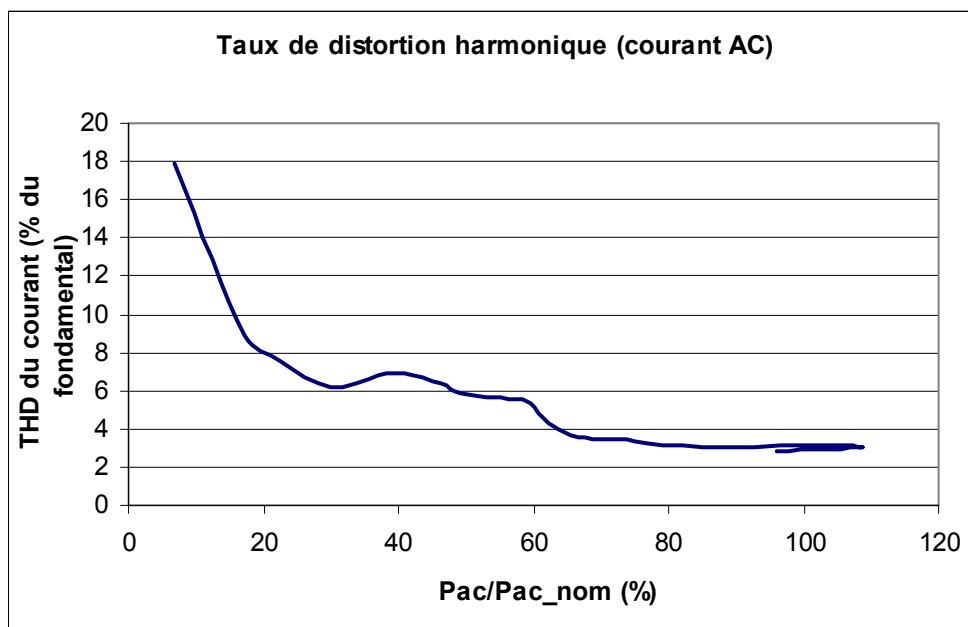


Figure 7 – Exemple de THD à haute et basse puissances pour un onduleur type du marché [21]

- La Figure 8 illustre le résultat de tests effectués à l'INES sur des onduleurs auxquels des filtres de sortie avaient été supprimés délibérément pour réduire les coûts. Contacté sur ce point, le constructeur a confirmé la dépose de ces filtres « pour des

questions de réduction de coût », argumentant qu'aucune limite n'était requise en terme de génération d'harmoniques à des rangs élevés (ici 18 kHz).

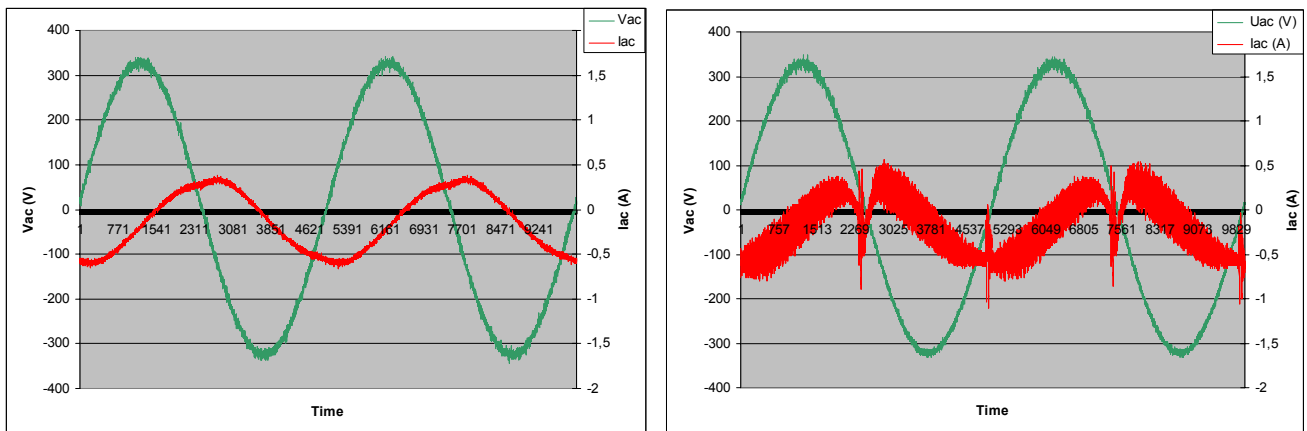


Figure 8 – Dégradation du signal de courant par l'harmonique 18 kHz

- Deux autres études ([16] et [22],) montrent que la multiplication des onduleurs sur le réseau peut augmenter les harmoniques quand les onduleurs sont de même type alors que des onduleurs de types différents tendent à atténuer les harmoniques générés. Ceci s'explique par le dispositif de détection de perte du réseau amont qui nécessite, dans certains cas, une mesure de l'impédance du réseau. Celle-ci est réalisée en injectant, de manière cyclique, un pic de courant et en analysant la variation de tension résultante. Lorsque les onduleurs sont de même type, les pics de courants peuvent s'additionner et augmenter le taux d'harmoniques de courant.
- Des harmoniques ont été observées avec des onduleurs dont le condensateur d'entrée avait une capacité de valeur élevée, créant une résonance sur les lignes électriques. Cela a été observé sur un site, pendant les périodes de forte production PV. Un changement d'onduleur avec une capacité moindre valeur a résolu le problème [22].

II.2.5 Injection de courant continu

Une étude réalisée en Espagne [24], s'est intéressée à l'injection de courant continu d'une douzaine d'onduleurs du marché européen en distinguant les onduleurs avec transformateur haute fréquence (HF), les onduleurs avec transformateur basse fréquence (BF) et les onduleurs sans transformateurs. Elle montre que tous injectent une composante continue dans le réseau, y compris les onduleurs avec transformateur basse fréquence (même si le niveau d'injection est notablement plus faible).

Dans le cadre du projet DISPOWER [25], des mesures en laboratoire du niveau d'injection de courant continu de 12 onduleurs de puissance comprise entre 0,2 et 4 kW utilisant la technique MLI/PWM ont été réalisées. Ces tests ont montré que, même en présence d'harmoniques paires d'amplitude relativement élevées, la composante DC produite par les onduleurs restait inférieure à 600 mA dans tous les cas et, dans 8 cas sur 12, elle était inférieure, voire très inférieure, à 100 mA. Les auteurs pointent aussi la diversité des normes et recommandations existantes sur le sujet et le besoin d'harmonisation.

Une autre étude intitulée « DC Injection into Low Voltage AC Networks », étude de modélisation datant de 2005 et réalisée par l'Université de Strathclyde en Angleterre [26], fait état d'une injection DC monophasée de 80 A au niveau d'un transformateur triphasé 11 kV/433 V de 500 kVA.

Cette étude mentionne par ailleurs que la présence de courants DC dans les réseaux de distribution peut :

- Affecter le bon fonctionnement des dispositifs de coupure différentiel,
- Créer des dysfonctionnements des compteurs d'énergie, (en ajoutant que des études complémentaires sur ce point seraient nécessaires),
- Affecter la durée de vie des composants du réseau, notamment à travers une augmentation de leur corrosion.

Cette étude précise également que la présence de courant DC a également un fort impact sur le taux de distorsion harmonique pouvant aller jusqu'à une valeur de 40%, c'est à dire bien au delà des valeurs réglementaires.

Enfin, toujours dans le cadre du projet DISPOWER, des tests ont été effectués sur l'influence de la composante DC sur le fonctionnement des transformateurs de distribution. La recommandation des auteurs est de garder la composante DC en dessous de 0,5 % du courant nominal de ces transformateurs [25].

II.2.6 Perturbation des signaux tarifaires

La référence [17] datant de 2007 précise qu'il n'y a pas de rapport d'observations de perturbations des signaux tarifaires par les onduleurs.

II.2.7 Contribution aux courants de court circuit

Dans le cas d'un court-circuit sur le réseau, le courant de court-circuit pourrait théoriquement être en partie apporté par le générateur PV, ce qui perturberait la détection du défaut par les dispositifs de protection prévus sur le réseau.

Cette situation se présenterait plus particulièrement en bout de réseau, avec des lignes à forte impédance et une pénétration importante de PV. En premier lieu les conséquences seraient principalement la mauvaise coordination du déclenchement des dispositifs de protection du réseau (fusibles et sectionneurs).

De manière générale il est tout de même considéré que la contribution du PV au courant de court circuit est limitée par construction (choix des IGBT) du fait de la faible différence (10-20%) entre le courant de court circuit fourni par l'onduleur et son courant nominal [17]. Ces conclusions pourraient être à revoir si les onduleurs étaient équipés à l'avenir de fonctions additionnelles telles que le support à la tension du réseau [27].

II.2.8 Impact du PV sur les investissements réseau

II.2.8.1 Approche globale

L'idée selon laquelle la production photovoltaïque pourrait contribuer à la réduction des investissements réseau est fautive si l'analyse est faite au niveau global.

En effet, la pointe de consommation nationale en période estivale est observée pendant les heures méridiennes (voir Figure 9), quand la production PV est potentiellement présente. En revanche, la pointe en hiver se situe entre 19h00 et 19h30 (voir Figure 10), quand le PV ne produit plus.

La pointe en hiver étant supérieure à la pointe en été, c'est elle qui sera dimensionnante. Ce niveau d'analyse montre donc que le PV ne permet pas de réduire les investissements réseau au niveau global.

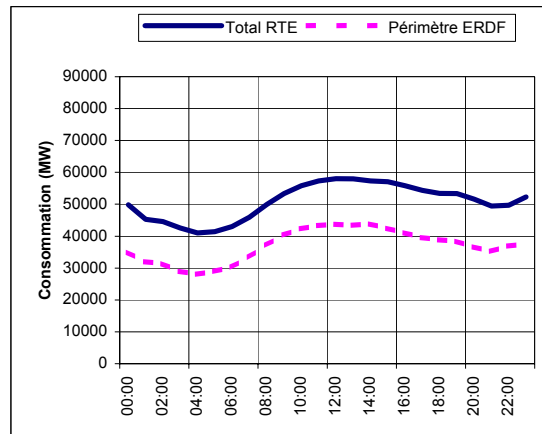


Figure 9 : Consommation nationale le 19 juillet 2006

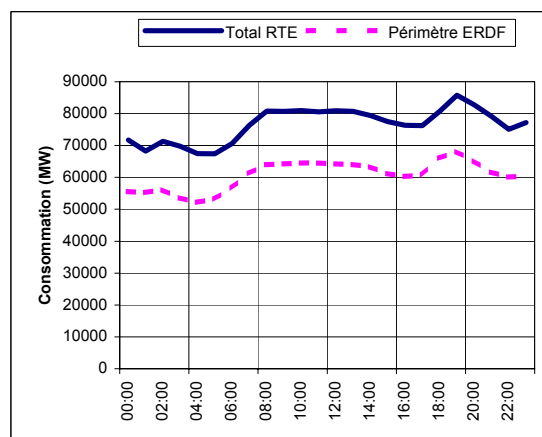


Figure 10 : Consommation nationale le 25 janvier 2007

II.2.8.2 Approche locale

Lorsque l'analyse est réalisée au niveau local, les profils de charge peuvent varier et conduire à des conclusions différentes.

- **Illustration à l'échelle d'un client domestique**

Un exemple de client ayant souscrit un abonnement de 12 kVA avec option « heures creuses méridiennes » est donné en Figure 11. En considérant que ce client ait installé une installation photovoltaïque de 3 kWc (trait pointillé sur la Figure 11), la production PV contribuera à atténuer la pointe de consommation méridienne de 2,4 kW environ. Ce phénomène peut être observé sur cette même figure où la consommation à la pointe sans PV (trait continu foncé), est réduite grâce à la présence du PV (trait continu clair).

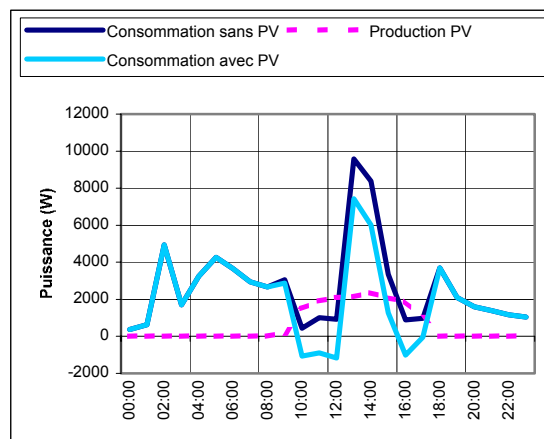


Figure 11 : Illustration de la réduction de la pointe méridienne grâce au PV

Dans ce cas particulier, la prise en compte de l'installation PV pourrait permettre de réduire localement des transits de puissance dans les ouvrages électriques.

- **Illustration à l'échelle d'un poste source**

Un exemple de courbe de charge de poste source est donné Figure 12. Une pointe de consommation d'environ 15 MW est observée à 14h00 car ce poste source a la particularité d'alimenter une grande quantité de clients domestiques ayant souscrit l'option « heures creuses méridiennes ».

Dans l'hypothèse où des systèmes PV seraient raccordés en aval de ce poste source, ils pourraient contribuer à réduire cette pointe méridienne³.

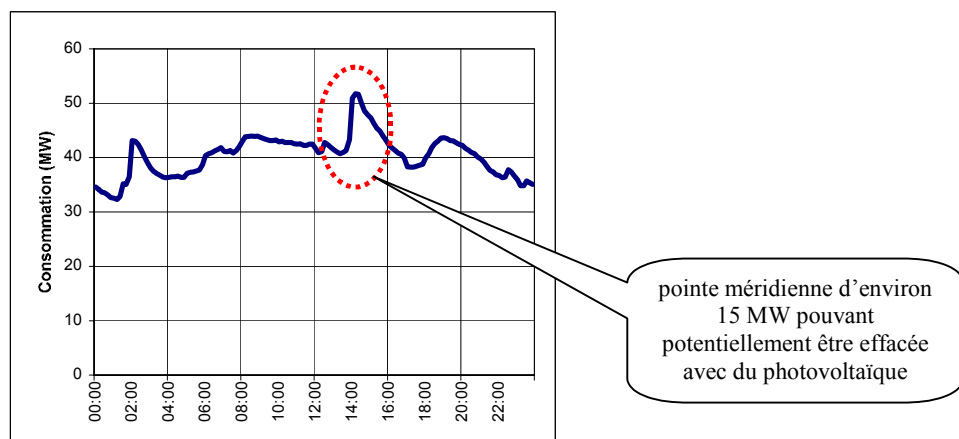


Figure 12 : Courbe de charge du poste source THEIX le 17 janvier 2007

Après l'exemple précédent à l'échelle d'un client domestique, cet exemple à l'échelle d'un poste source confirme que dans certains cas particuliers, la présence de PV pourrait permettre de réduire localement des transits de puissance dans les ouvrages électriques.

³ A titre d'exemple, la pointe méridienne d'environ 15 MW mise en évidence sur ce poste source pourrait être « effacée » après la souscription par 6 000 clients à l'offre photovoltaïque proposée dans le cadre de la marque Bleu Ciel d'EDF.

II.2.8.3 Conclusion

Selon que le niveau d'analyse se situe au niveau global ou au niveau local, les conclusions peuvent être différentes.

L'observation de la Figure 9 et de la Figure 10 montre que le photovoltaïque ne permet pas de réduire les investissements réseau au niveau global.

Au niveau local, les exemples de la Figure 11 et de la Figure 12 montrent que le PV pourrait permettre de réduire localement certains transits de puissance dans les ouvrages, mais d'autres contraintes techniques, comme l'impact sur la tension et l'éventuelle augmentation des pertes, seraient alors à prendre en compte.

C'est pourquoi, si l'approche locale peut montrer que dans certains cas particuliers des économies en investissement pourraient être effectuées, il est particulièrement délicat aujourd'hui de définir une règle générale.

II.2.9 Impact du PV sur les pertes dans les réseaux de distribution

Une étude d'EDF R&D [28] a montré que la production décentralisée génère une augmentation des pertes dans les réseaux de distribution. Mais lorsque l'on s'intéresse uniquement à la part du PV dans ce résultat, on peut en déduire que globalement :

- Les fermes PV de plusieurs MW, généralement raccordées à partir de départs HTA dédiés, conduiraient à une augmentation des pertes,
- Les installations PV de type résidentiel, plus proches des lieux de consommation, permettraient de réduire les pertes.

L'explication est simple. Les fermes PV de plusieurs MW nécessitent des constructions de nouveaux ouvrages (départs dédiés) et augmentent ainsi la longueur totale de lignes électriques. L'étude montre que la quantité de pertes générée dans ces nouveaux ouvrages est supérieure à la réduction des pertes au niveau du poste source. Le bilan conduit donc à une augmentation globale des pertes pour ERDF.

A contrario, l'énergie produite par le PV résidentiel étant consommée quasiment sur place, elle contribue à réduire le transit d'énergie dans les réseaux BT et donc à diminuer les pertes pour ERDF.

Le scénario pris en compte pour cette étude est le suivant :

- 16 GWc de fermes éoliennes et 3.7 GW de cogénération, raccordés en HTA,
- 4 GWc de PV résidentiel raccordés en BT.

Si l'on ne considère que la part de production décentralisée raccordée en HTA, l'étude montre que les pertes augmentent de 887 GWh. Mais lorsque l'on tient compte du PV raccordé en BT, les pertes n'augmentent plus « que » de 647 GWh, soit 240 GWh de moins, à mettre au bénéfice du PV raccordé en BT.

C'est pourquoi, si l'on substitue dans cette étude l'éolien à du PV (ce qui est a priori cohérent avec les projets actuels de fermes PV, étant donné les puissances des fermes éoliennes modélisées (5 MW) et les longueurs de départs considérés (11 kms)), on peut en déduire que le PV raccordé en HTA aura pour effet d'augmenter les pertes pour ERDF alors que le PV résidentiel contribuera à leur diminution.

II.2.10 Tension résiduelle côté AC

Certains onduleurs peuvent présenter une tension résiduelle (DC ou AC) aux bornes AC de l'onduleur, après découplage de l'onduleur du réseau. Les textes réglementaires n'imposent qu'une séparation automatique de l'installation de production du RPD, mais il n'y a pas d'interdiction formelle de présence d'une tension aux bornes de l'onduleur. Selon la puissance mise en jeu, cela pourrait revêtir un caractère de dangerosité.

De tels cas ont été rencontrés en France en 2009, ce qui a généré l'interruption momentanée du raccordement de certains types d'onduleurs par ERDF. Et c'est suite à des tests effectués sur les onduleurs concernés qu'il a été montré la non-dangerosité de cette tension et que la reprise du raccordement de ces onduleurs par ERDF a pu se faire. Il est à noter que ces tests ont été réalisés, à l'Ines, dans le cadre du projet ESPRIT.

II.3 Conséquences d'une forte densité d'onduleurs PV

II.3.1 Effets et configurations rencontrées

La présence d'un nombre important d'onduleurs PV dans un périmètre proche peut être à l'origine de nombreux effets dont par exemple :

- L'amplification de certains impacts sur le réseau de distribution (hausse de tension, harmoniques, ...),
- Des interactions entre onduleurs,
- Un déséquilibre entre les phases du réseau en cas d'utilisation d'onduleurs monophasés.

Deux types de situations à forte densité d'onduleurs sont pris en compte :

- Forte densité dans une même installation: une installation PV peut être constituée de plusieurs onduleurs raccordés en parallèle sur un même branchement. Les onduleurs sont, dans ce cas, proches les uns des autres (Figure 13).

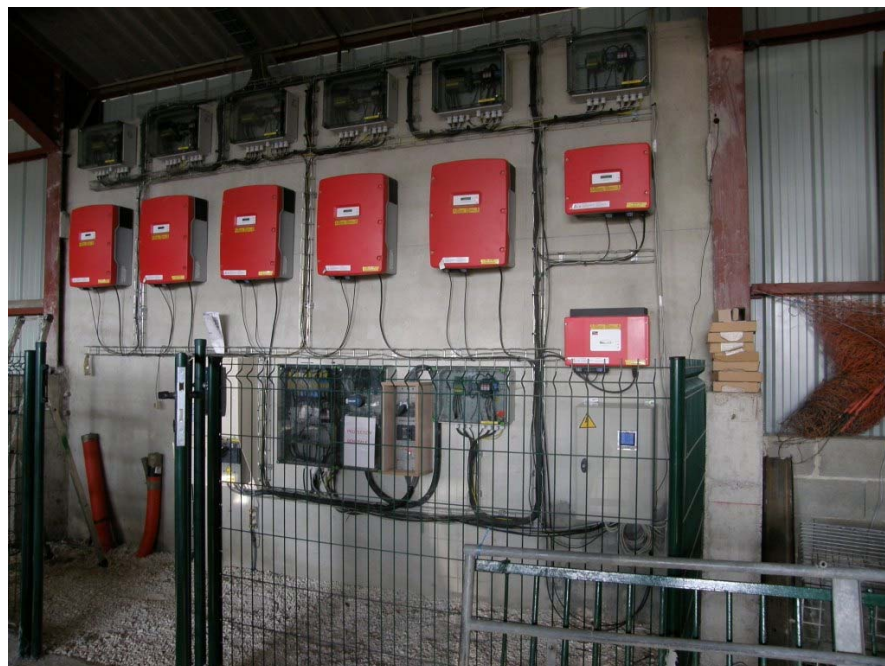


Figure 13 – Exemple de forte densité dans une même installation (source CEA)

- Forte densité sur un réseau BT: plusieurs installations photovoltaïques sont raccordées en aval d'un même poste de livraison HTA/BT avec un point de branchement par installation PV. Les onduleurs sont, dans ce cas, situés dans un espace restreint qui correspond à la couverture géographique du réseau BT ou d'un départ de réseau BT, par exemple un lotissement (Figure 14).



Figure 14 - Exemple de forte densité sur un même départ BT, localité d'Ota City au Japon (source NEDO)

II.3.2 Elévation locale de la tension

Dans le cas de forte densité d'installations photovoltaïques raccordées au réseau électrique, les effets sur ce réseau peuvent se cumuler et conduire à des dépassements de certains seuils. Une étude de l'université d'agriculture et technologie à Tokyo montre que, dans la localité d'Ota City qui concentre quelques 550 installations PV (cf. Figure 14), l'injection d'énergie sur le réseau fait croître la tension jusqu'à un seuil provoquant le découplage de certains systèmes, notamment en fin de semaine lorsque la consommation est faible. La perte de production pour certains producteurs peut alors dépasser les 50 % ([13], [29] et [51]).

La densité de puissance PV installée au km² n'est pas suffisante comme critère pour définir le taux de pénétration maximal du PV sur un réseau, on doit tenir compte également des capacités du réseau (impédance des câbles) [30].

II.3.3 Déséquilibre entre phases

Il est fréquent que des installations photovoltaïques raccordées au réseau triphasé soient constituées d'onduleurs monophasés. Si la puissance de production n'est pas correctement répartie entre les 3 phases d'un même système PV triphasé, alors ce système va contribuer à déséquilibrer le réseau BT. Ce phénomène est mis en évidence dans plusieurs études [17].

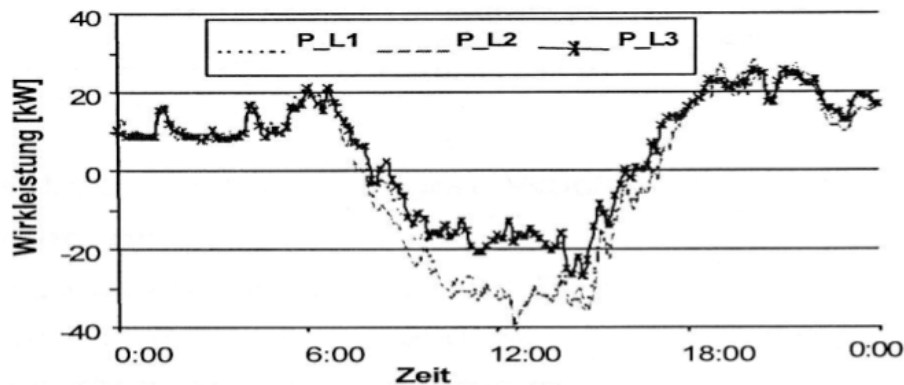


Figure 15 - Puissance délivrée par une installation PV triphasée constituée d'onduleurs monophasés avec présence d'un fort déséquilibre en période de production [17]

II.3.4 Interactions entre onduleurs

Une simulation numérique comportant de nombreux onduleurs employant la méthode de détection d'îlotage par saut d'impédance a été effectuée dans le cadre du projet DISPOWER. Cette simulation a révélé que les perturbations sur le réseau pouvaient être importantes et que les onduleurs pouvaient se perturber les uns les autres. En effet si les onduleurs sont synchronisés, c'est-à-dire s'ils injectent la perturbation au même instant, la variation de tension sera plus importante que prévue et la variation d'impédance mesurée pourra par conséquent dépasser le seuil fixé et donc être interprétée à tort comme une situation d'îlotage. A l'inverse, si les onduleurs ne sont pas synchronisés, les perturbations peuvent s'annuler les unes avec les autres, ne provoquant aucune réaction en tension au point de raccordement et faussant les mesures. Dans un cas la mesure d'impédance est susceptible de provoquer des découplages intempestifs, dans l'autre elle peut ne pas détecter une situation d'îlotage [31].

De la même façon, une étude sur les interactions entre onduleurs réalisée par EDF R&D [32] montre que :

- Si tous les onduleurs sont synchronisés et injectent un pic de courant au même instant, cela génère des surtensions sensibles,
- Si les onduleurs ne sont pas synchronisés et injectent de façon aléatoire, leurs signaux peuvent se superposer ou au contraire s'opposer et être à l'origine de découplages intempestifs,
- Le choix de l'instant d'injection et de l'amplitude du pic de courant est un élément déterminant dans l'efficacité de la méthode et dans les éventuelles perturbations qu'elle pourrait générer.

D'autres phénomènes d'interactions entre onduleurs sont abordés dans le chapitre suivant qui traite de l'influence des réseaux de distribution sur le fonctionnement des installations photovoltaïques car, dans certains cas, le réseau véhicule des perturbations générés par des installations photovoltaïques à d'autres installations photovoltaïques situés sur le même réseau BT.

III. Influence des caractéristiques des RPD sur le fonctionnement des installations photovoltaïques

III.1 Origine des phénomènes influençant le fonctionnement des installations PV

Les phénomènes à l'origine de perturbation de fonctionnement des installations photovoltaïques sont nombreux et leurs origines sont multiples. Ils proviennent généralement soit des caractéristiques intrinsèques des réseaux de distribution, soit de la qualité de tension dégradée par d'autres utilisateurs du réseau (consommateurs ou producteurs) soit d'une association de ces deux causes. Ils conduisent généralement à des découplages injustifiés des onduleurs.

III.2 Régime de neutre et courants de fuite

En France, le régime de neutre utilisé en basse tension est de type TT (point milieu du transformateur du poste de distribution à la terre, masse métallique des appareils à la terre). Pour un régime de neutre de TT, la protection des personnes s'effectue à l'aide de disjoncteurs ou d'interrupteurs différentiels qui ont pour fonction de s'ouvrir en cas de fuite de courant.

Or des courants de fuite peuvent se produire dans une installation PV du fait des caractéristiques capacitatives des panneaux, des structures-support et des onduleurs (capacités des filtres EMC). Ces capacités alliées à la présence d'une composante alternative sur le circuit à courant continu engendrent des courants de fuite dans la liaison de mise à la terre [17], côtés AC et DC, appelés courants de décharge capacitifs. Ceci est particulièrement marqué pour certaines topologies d'onduleurs sans transformateur.

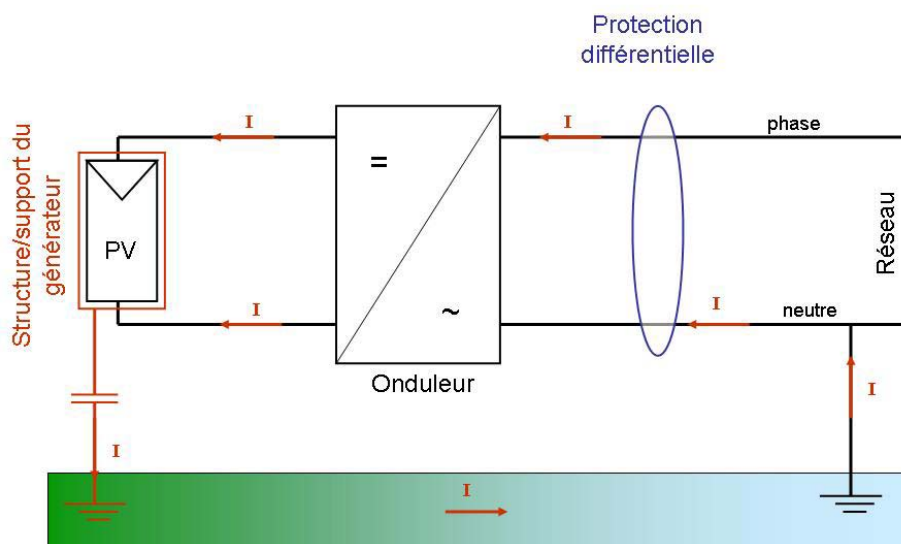


Figure 16 - Schéma simplifié du courant de fuite via les capacités des panneaux PV, la Terre et l'onduleur.

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

Ces courants de fuite peuvent être d'amplitude importante et devenir potentiellement dangereux pour les personnes en cas de contact direct. Mais en premier lieu ils peuvent provoquer le déclenchement intempestif des disjoncteurs différentiels désormais obligatoires en France. En effet, les installations photovoltaïques doivent être conformes à la norme C15-100 et au guide UTE C15-712 [9], qui imposent la mise en place, en tête d'installation, d'une protection différentielle. Dans le cas de locaux d'habitation, ce phénomène est d'autant plus marqué que l'utilisation de disjoncteurs différentiels de haute sensibilité dont la valeur du courant de défaut doit être inférieure à 30 mA est obligatoire. Par ailleurs, ce seuil de 30 mA pourrait, dans un avenir proche, être abaissé à 10 mA et rendre ce phénomène encore plus marqué.

A noter que ce problème ne se pose pas dans d'autres pays, comme en Espagne où les onduleurs sans transformateur ne sont pas utilisés, ou en Allemagne où la protection des personnes est réalisée par fusibles et non pas par protection différentielle car le régime de neutre utilisé en BT est de type TN et non TT.

Des tests expérimentaux du projet DISPOWER ont montré que l'amplitude des courants de fuite dépend principalement de la topologie des onduleurs utilisés et n'a pas mis en évidence de liens avec les conditions météorologiques sur la période des deux mois de mesures expérimentales. Toutefois les auteurs du rapport précisent que les conditions d'humidité pourraient néanmoins accroître la capacité parasite entre les modules PV et la terre sur le long terme.

Des simulations théoriques réalisées dans le cadre du projet ESPRIT ont montré que le courant de décharge capacitif dépend de nombreux facteurs tels que :

- La technologie et la surface des modules photovoltaïques,
- Le type d'onduleur : pour les onduleurs avec transformateur, le courant de décharge est négligeable alors que pour les onduleurs sans transformateur le courant de décharge peut être plus ou moins important et atteindre, dans certaines conditions, plusieurs centaines de mA,
- La résistance équivalente de la liaison de mise à la terre qui, théoriquement, varie avec l'humidité, peut prendre des valeurs très faibles et engendrer des déconnexions de la protection différentielle.

III.3 Niveau de tension du réseau

Comme indiqué au paragraphe II.2.1, l'élévation locale de la tension du réseau est un des principaux impacts générés par les systèmes photovoltaïques sur les réseaux de distribution BT. Si ce phénomène n'est pas correctement pris en compte lors de la conception d'un réseau BT ou lors de l'étude de raccordement de nouveaux producteurs, il peut être à l'origine de perturbations de fonctionnement d'appareils électriques de certains utilisateurs du réseau (consommateurs ou producteurs).

Le niveau initial (hors PV) de tension du réseau est donc un paramètre clé vis-à-vis du dimensionnement et du fonctionnement des installations PV.

III.4 Variation de l'impédance du réseau

En Allemagne le contrôle de la séparation du réseau amont (îlotage) des onduleurs pour installations photovoltaïques est défini par la norme DIN VDE 0126 dont la première version

date de 1994. Cette norme précise les critères qui doivent entraîner le découplage des installations photovoltaïques afin d'assurer la sécurité des biens et des personnes. Ces critères de déconnexion portent sur la tension du réseau, la fréquence du réseau ainsi que l'impédance du réseau.

Le critère de variation d'impédance a fait l'objet de nombreux débats puisque le seuil fixé initialement à $0,5 \Omega$ a été identifié comme étant l'origine de nombreux découplages d'onduleurs selon la Commission Allemande d'Electrotechnique (DKE). La publication de la nouvelle version de la norme DIN VDE 0126, la DIN VDE 0126-1-1, a été l'occasion de faire évoluer ce seuil à 1Ω afin de limiter les probabilités de déconnexions intempestives des onduleurs [33].

III.5 Creux de tension et tenue des systèmes PV

Des essais ont été effectués sur 12 onduleurs PV conformes à la norme DIN VDE 0126, dans le cadre du projet européen DISPOWER. Ces essais avaient pour objectif de déterminer la sensibilité des onduleurs aux creux de tension. Le résultat de ces essais est donné sur la Figure 17, sur laquelle on peut voir apparaître la profondeur du creux de tension en ordonnée et sa durée en abscisse. Le trait pointillé vertical, situé à 200 ms, représente la limite de temps fixée dans la DIN VDE 0126, au-delà de laquelle l'onduleur doit s'être découplé suite à un creux de tension où $U \leq 80\%$ de la tension nominale U_n .

On peut remarquer que tous les onduleurs respectent le critère de découplage lorsque $U \leq 80\% U_n$ et ce en moins de 200 ms. Mais on peut aussi remarquer que plusieurs onduleurs se découplent pour $U = 85\% U_n$ et dans tous les cas pour des temps très inférieurs à 200 ms, ce qui montre la grande sensibilité de ces onduleurs aux creux de tension.

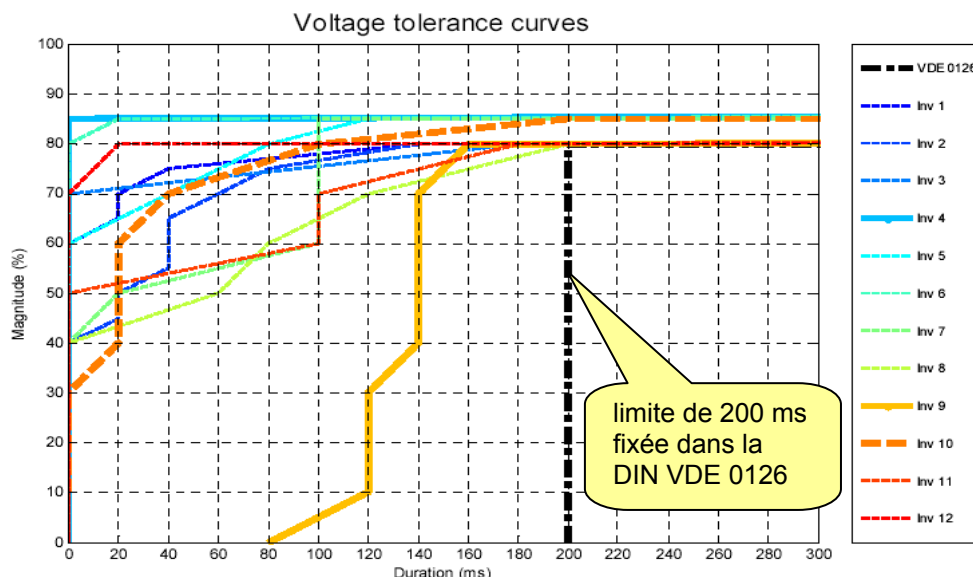


Figure 17 : Courbes de tolérance en tension des onduleurs

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

L'enseignement à tirer de ces essais est que lors de l'apparition d'un creux de tension provoqué par un court-circuit sur le réseau HTB, l'ensemble des installations PV qui verront ce creux de tension se déconnectera quasi instantanément.

Or, si la puissance totale des installations PV concernées n'est pas marginale par rapport à la charge maximale de la zone impactée, cela pourrait provoquer une perte importante de production qui pourrait conduire à un fort déséquilibre production / consommation et aggraver une situation déjà critique (comme cela a été le cas lors de l'incident généralisé de novembre 2006, avec des déconnexions de nombreuses éoliennes suite à une baisse de fréquence significative sur le réseau UCTE). Dans le pire des cas, cela pourrait conduire à un incident généralisé, voire à un black-out.

Afin d'éviter cette situation extrême, il est nécessaire d'exiger des installations PV qu'elles soient moins sensibles aux creux de tension.

III.6 Présence de composante continue et d'harmoniques de tension

Les onduleurs pour systèmes photovoltaïques hachent le courant continu issu des modules photovoltaïque en modulation à largeur d'impulsion (MLI ou PWM pour "pulse width modulation") pour le convertir en courant alternatif sinusoïdal. Le fonctionnement des onduleurs sans transformateur peut être affecté par une asymétrie de la tension du réseau (déformation de la sinusoïde par addition d'harmoniques paires), par exemple en présence d'harmoniques issues de charges non-linéaires, qui se traduirait par l'ajout d'une composante DC dans la tension injectée par l'onduleur [17]. L'effet de cette composante DC sur les réseaux de distribution est précisé au paragraphe II.2.5 de ce document.

III.7 Signaux tarifaires

Un article rapporte des perturbations sur des onduleurs allemands par des signaux de télécontrôle [34], qui se traduisent par une activation des protections de découplage des onduleurs pendant une courte durée. Cependant tous les onduleurs testés respectent les standards requis, et les perturbations lors de ces tests en laboratoire n'ont été effectives que lors d'amplitudes assez élevées (jusqu'à 18V), alors que les signaux tarifaires d'EDF ont une amplitude plus faible : de 0,9% à 5% de Un soit une valeur comprise entre 2 et 11,5V. L'article conclut que les signaux tarifaires ne devraient pas poser de problèmes pour les onduleurs.

La référence [35] rapporte également des expériences de laboratoire qui montrent que pour certains onduleurs la fonction de détection de perte du réseau amont par saut d'impédance est perturbée par des signaux électriques.

III.8 Inter harmoniques

Les inter harmoniques (fréquences qui ne sont pas un multiple entier de la fréquence du réseau) sont produits par des variations rapides des charges, ou la saturation des transformateurs [17]. Les tests sur 12 onduleurs du projet DISPOWER ont montrés que ces inter harmoniques créent des perturbations sévères sur les dispositifs de mesures de la fréquence et d'impédance du réseau [22].

IV. Pistes de recherche et préconisations

IV.1 Avant-propos

Le présent chapitre fait état des interrogations et problèmes qui se posent à l'heure actuelle en France, au vu des pratiques de raccordement d'installations PV au réseau. Face au manque de directives sur les points présentés aux chapitres 1, 2 et 3, des propositions sont faites afin de clarifier d'éventuels doutes ou de combler certains manques. Elles pourront être complétées ultérieurement au cours des réflexions menées dans le cadre du projet ESPRIT.

Ces propositions et préconisations concernent :

- Le cadre réglementaire du raccordement des installations PV au réseau,
- Un cahier des charges pour les onduleurs photovoltaïques.

Il est à noter que ces onduleurs disposent d'organes de contrôle internes qui permettent d'assurer, outre la production d'énergie électrique, certains services permettant d'améliorer le fonctionnement du réseau ou la qualité de la tension.

Les services pouvant être assurés par les onduleurs pour les installations photovoltaïques sont classés en 2 catégories : d'une part, ceux ne nécessitant pas de stockage et pouvant être réalisés en adaptant le contrôle commande des onduleurs, et d'autre part ceux nécessitant l'installation de dispositifs de stockage l'énergie électrique.

D'une façon générale, les services indiqués par la suite font déjà partie des fonctionnalités de certains onduleurs commerciaux mais pour des questions de fiabilité du service, de sa rémunération ou de son existence juridique, ils ne sont pas ou peu implémentés.

IV.2 Préconisations pour le cadre réglementaire du raccordement du PV au réseau

IV.2.1 Unicité des textes de référence

Définition du problème : Les textes réglementaires, tels que l'arrêté du 23 avril 2008 font référence au guide UTE C 15-400 et aux normes NF C 15-100 et NF C 14-100. Le contrat de raccordement ERDF [1] fait référence à la norme allemande DIN VDE 126 et à la NFC 15-100 (cf. I.1.1).

D'autre part, le Comité International Electrotechnique (CEI) et le Comité Européen de Normalisation en Electronique et Electrotechnique (CENELEC) élaborent également des normes qui se déclinent au niveau national (exemple de la norme 61727, cf. IV.3.2.5).

L'élaboration des textes devrait être faite après concertation des différents organismes impliqués pour une meilleure harmonie et une meilleure clarté de la situation.

Préconisations : Les membres du consortium ESPRIT préconisent que soit réalisé un travail de fond pour concevoir un document de synthèse regroupant l'ensemble des conditions techniques de raccordement. Le modèle de cahier des charges relatif aux onduleurs PV, actuellement en cours de rédaction dans le cadre du projet ESPRIT, pourra servir de point de départ pour ce travail.

Il est à noter enfin l'importance que l'ergonomie et les modalités d'accès à ce référentiel technique soient améliorées et simplifiées.

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

IV.2.2 Harmonisation des réglages des seuils tension et fréquence des protections types B1, B2 et VDE

Définition du problème : Le chapitre I.6 du présent rapport montre que les fonctionnalités et le réglage du dispositif de découplage automatique des systèmes photovoltaïques font l'objet de nombreuses interrogations, ce qui n'est en soit pas nouveau et reflète également l'avancée des réflexions à ce sujet au niveau international.

a) Fonctionnalités des protections de type B.1, B.2 et DIN VDE 0126

Le document ERDF-NOI-RES_13E daté du 01/06/2008 précise qu'il existe 3 types de protections BT :

- La protection de découplage de type B.1 (ex type 2.1)
- La protection de découplage de type B.2 (ex type 2.2)
- Le sectionneur automatique défini par la norme DIN VDE 0126

Ce document précise les différences de fonctionnalités et le réglage de ces protections. La différence majeure entre les protections de type B.1/B.2 et le sectionneur automatique défini par la norme DIN VDE 0126 concerne la fonction de détection de séparation du réseau amont. Celle-ci n'est pas réalisée par les protections de type B.1/B.2 contrairement au sectionneur automatique défini par la norme DIN VDE 0126.

Se pose alors la question de l'harmonisation des critères de découplage de ces différentes protections :

- Quelle est la justification de l'absence de la fonction de détection de séparation du réseau amont des protections de type B.1/B.2 ?
- Réciproquement, pourquoi le sectionneur automatique défini par la norme DIN VDE 0126 doit il être équipé d'une fonction de détection de séparation du réseau amont alors que les protections de type B.1/B.2 ne le sont pas ?

b) Seuils de déclenchement des relais Tension et Fréquence

Les seuils de déclenchement des relais Tension et Fréquence des 3 types de protections BT citées ci-dessus ne sont pas harmonisés (voir Tableau 1 + norme DIN VDE 0126-1-1 [5])

Sauf justification particulière de ces différences de réglage, il semble pertinent de préconiser une harmonisation de ces différents seuils.

c) Fonction de protection par hausse d'impédance

Comme indiqué au chapitre I.6.2, le « *Modèle de Contrat de raccordement, d'accès et d'exploitation pour une installation de production de puissance < 36 kVA raccordée au Réseau Public de Distribution basse tension – Conditions Générales* » précise au chapitre 6.1 que « *Le Producteur peut, s'il le souhaite, demander au constructeur d'inhiber la protection d'impédance.* ».

Il s'agit ici de la fonction de détection de perte du réseau amont (« loss of main » en anglais) par mesure de l'impédance du réseau, appelée abusivement « Fonction de protection par hausse d'impédance ».

Les différentes investigations réalisées dans le cadre du projet ESPRIT ont montré, qu'en pratique, de nombreux onduleurs raccordés au réseau de distribution comportent des dispositifs internes de découplage interne avec cette fonctionnalité inhibée.

Cette exigence spécifique vis-à-vis de la perte du réseau amont, demandée exclusivement aux onduleurs équipés du sectionneur automatique DIN VDE 0126, donc de facto essentiellement aux installations PV, ne trouve sa justification dans aucun document officiel. Aussi, si la présence de cette fonction supplémentaire est nécessaire, pourquoi n'est-elle pas requise pour l'ensemble des installations de productions décentralisées ?

Si tel était le cas, quelles valeurs d'impédances adopter ? Ces valeurs ont évolué entre la première version de la norme DIN VDE 0126 de 1997 et la dernière version datant de 2006 (voir Tableau 2), mais rien ne dit que les valeurs actuelles sont nécessairement celles à retenir. En effet, il faut rappeler que ces seuils viennent d'un document rédigé essentiellement par l'Allemagne et où les réseaux sont généralement moins impédants qu'en France. Les longueurs moyennes des départs sont en effet plus courtes en Allemagne et les sections de câbles plus importantes qu'en France. Ce qui est pertinent sur une rive du Rhin, ne l'est pas nécessairement sur l'autre rive.

Tableau 2 : Valeurs des impédances selon les versions de la DIN VDE 0126

		1997	2006
Déconnexion si	Zréseau	$\geq 1,75 \Omega$	néant
	$\Delta Z_{réseau}$	$\geq 0,5 \Omega$	$\geq 1 \Omega$

d) « Sélectivité » des dispositifs de protection

L'article 8 de l'arrêté du 23 avril 2008 [3] précise qu' « aucun des dispositifs de protection de l'installation de production, y compris les éventuels dispositifs internes des divers équipements parties prenantes à cette installation, ne doit, par sa conception ou son réglage :

- α) Perturber le fonctionnement normal des dispositifs de protection du réseau public de distribution d'électricité mis en œuvre par le gestionnaire de celui-ci ;
- β) Etre activé dans des conditions moins sévères que celles qui déclenchent la fonction de protection de découplage visée à l'article précédent. »

Or, il est fréquent qu'une installation photovoltaïque soit équipée d'une protection de découplage de type B.1 et d'onduleurs disposant d'un dispositif de découplage interne conforme à la norme DIN VDE 0126. Dans ce cas, si le dispositif de découplage interne aux onduleurs est réglé à des conditions plus sévères il y a un risque que ce dispositif génère des découplages intempestifs.

La règle du paramétrage du dispositif de découplage internes des onduleurs en cas de présence d'une protection de découplage de type B.1 doit être précisée : faut-il permettre de régler ce dispositif à des conditions moins sévères que la protection de découplage voire d'autoriser son inhibition totale ?

Préconisations : Les membres du consortium ESPRIT préconisent d'harmoniser ces seuils et de définir les règles de priorité dans le cas d'utilisation d'onduleurs avec sectionneur

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

automatique type DIN VDE 0126 intégré, dans une installation PV équipée d'une protection de découplage de type B1 par exemple. Ils préconisent également que les gestionnaires de réseau précisent de façon plus explicite les conditions dans lesquelles la fonction de détection de perte du réseau amont réalisé par mesure de l'impédance du réseau peut être inhibée.

IV.2.3 Prise en compte des caractéristiques des moyens de production dans la rédaction des textes contractuels et réglementaires

Définition du problème : À titre d'illustration, on citera l'article 12 de l'arrêté du 23 avril 2008 qui précise qu' « *Toute installation de production doit rester en fonctionnement pendant au moins vingt minutes, sans perte de puissance supérieure à 5 %, lorsque la tension (U) au point de livraison de l'installation de production s'écarte de la tension contractuelle (Uc) de la façon suivante: $0,9 U_c \leq U < 0,95 U_c$ ou $1,05 U_c < U \leq 1,1 U_c$.* »

Il est bien entendu impossible pour les systèmes photovoltaïques de respecter cette disposition étant donné que la puissance délivrée est fonction de l'éclairement dont les variations peuvent être bien supérieures à 5% pendant 20 minutes.

Préconisations : Aussi, les membres du consortium ESPRIT préconisent :

- Que les spécificités des moyens de production dont la puissance d'injection est aléatoire soient bien prises en compte lors de la rédaction de textes réglementaires ou contractuels,
- Et réciproquement, à veiller à ce que les dispositions applicables aux installations photovoltaïques raccordées au réseau BT soient bien applicables aux autres moyens de production raccordés au réseau BT (hydroélectricité, éolien, cogénération, ...).

IV.2.4 Distinction entre onduleurs avec/sans transformateur sur les aspects sécurité

Définition du problème : Comme mentionné au paragraphe III.2, des courants de décharge capacitifs peuvent être engendrés dans la liaison de mise à la terre lorsque les installations photovoltaïques comportent certains types d'onduleurs sans transformateur.

Préconisations : Les membres du consortium ESPRIT préconisent de mener une réflexion spécifique sur les onduleurs sans transformateur afin de déterminer la pertinence de distinguer ces appareils de ceux munis de transformateur, notamment au regard de la sécurité des biens et personnes.

IV.2.5 Taux d'harmoniques de courant en BT

Définition du problème : Le chapitre II.2.4 a montré que des onduleurs pouvaient présenter des harmoniques de courant d'ordre élevé non négligeables. Si la réglementation en vigueur indique clairement des limites de courants harmoniques (jusqu'au rang 40) pour les installations de production raccordées en HTA, elle n'indique rien quant aux limites que les installations de production raccordées en BT doivent respecter. Au delà du rang 40, rien n'est spécifié, ni pour les installations de production raccordées en HTA ni pour les installations de

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

production raccordées en BT. Les solutions adoptées dans les campagnes de mesures effectuées lors des projets UNIVERSOL (projet européen) ou ESPRIT, ont été de :

- Utiliser par extension les limites définies pour les installations de production raccordées en HTA dans les analyses des installations PV raccordées en BT ; ceci pour les limites d'émissions pour la bande 0 – 2 kHz,
- Définir, pour les harmoniques allant du rang 25 au rang 40, des limites qui assurent un transitoire cohérent entre les limites définies dans la réglementation en vigueur et les limites proposées dans la bande 2 - 9 kHz,
- Se baser sur la norme allemande « *Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluß und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, VDEW, 1998* » pour les limites d'émission de courants harmoniques sur la bande 2-9kHz, norme qui propose des limites d'émissions en courant harmonique pour des installations de production raccordées en HTA.

Préconisations : Les membres du consortium ESPRIT préconisent de définir des limites de taux d'harmoniques pour les installations de production raccordées en BT et de définir des limites de taux d'harmoniques pour toutes les installations de production pour les rangs supérieurs au rang 40. Ceci afin de limiter les possibilités d'effets indésirables sur les équipements électriques.

IV.2.6 Prise en compte des capacités de production lors des études de création de réseaux BT

Définition du problème : Les procédures actuelles de traitement des demandes de raccordement au réseau ne permettent pas aux gestionnaires de réseau de distribution de concevoir des réseaux BT en tenant compte de la présence future de systèmes photovoltaïques dans le cas de construction de quartiers ou ZAC solaires, car il n'est pas possible de traiter actuellement des demandes groupées de raccordement au réseau provenant d'aménageurs ou de promoteurs.

Dans le cadre du projet PV-Upscale des campagnes de mesures ont été réalisées pour quantifier l'impact d'une forte pénétration de PV dans quatre quartiers résidentiels [23]. Il en résulte qu'il est possible d'installer une puissance de production égale à 70% de la puissance du poste BT sans difficultés particulières, sous réserves que le réseau BT soit correctement dimensionné.

Préconisations : Les membres du consortium ESPRIT préconisent de mettre en place une procédure spécifique de traitement des demandes de raccordement provenant d'aménageurs ou de promoteurs ayant comme mission la création de quartiers solaires afin de permettre au gestionnaire de réseau de prendre en compte la présence de capacité de production lors des études de dimensionnement du réseau à créer.

IV.3 Préconisations pour l'élaboration d'un cahier des charges pour les onduleurs

IV.3.1 Avant-propos

Ce chapitre a pour objectif de lister l'ensemble des caractéristiques et fonctionnalités que doivent posséder les onduleurs PV pour pouvoir se raccorder au réseau public de distribution

BT et a comme vocation de servir de support à l'élaboration d'un document synthétique regroupant les exigences réglementaires ou contractuelles en vigueur en France. Il pourra également servir de base à la mise en place d'une filière de certification des onduleurs pour le marché français.

IV.3.2 Préconisations vis-à-vis des impacts du PV sur le RPD

IV.3.2.1 Elévation du niveau de tension

Définition du problème : Le problème lié à l'élévation du niveau de la tension du réseau a été soulevés aux chapitres II.2.1 et III.3.

Solutions existantes : Il existe des solutions nécessitant un stockage d'énergie et d'autres non :

a) Solution ne nécessitant pas de stockage d'énergie

Au Japon où de fortes concentrations d'installations PV existent, les onduleurs ont également une fonction pour diminuer le productible lorsque l'élévation de la tension du réseau devient trop forte [29].

Les onduleurs japonais commercialisés mesurent eux-mêmes la tension AC à leurs bornes ; si celle-ci dépasse un certain seuil (dit seuil de régulation de la sortie), l'onduleur réduit automatiquement sa puissance en diminuant le courant injecté de manière à éviter une surtension sur le réseau [13]. Dans ces conditions, le point de fonctionnement du champ PV sur la courbe caractéristique I-V est amené vers l'état de circuit ouvert.

En France, un régulateur auto-adaptatif de tension des installations PV capable de maintenir la tension du point de raccordement des installations PV dans les limites admissibles et de participer au réglage « optimal » de la tension du réseau a été proposé [38, 39]. Cette solution permet à chaque installation PV d'être indépendante, et de ne pas dépendre d'une entité définissant les consignes à appliquer à la production. De plus, le service de contrôle de tension réalisé par un producteur PV équipé d'un tel contrôle, pourrait être rémunéré par le gestionnaire de réseau de distribution, en charge du contrôle de l'onde en tension. La pertinence des résultats obtenus ainsi que l'originalité du contrôle ont permis le dépôt d'un brevet par le GIE IDEA au nom de Schneider Electric [38].

Le régulateur auto-adaptatif proposé présente les avantages suivants :

- Ce régulateur permet de maintenir la tension dans les limites désirées (ou admissibles), d'améliorer les performances des installations PV et permet de diminuer les variations de tension en régime permanent ou transitoire (par sa réponse rapide)
- Grâce à une stratégie d'adaptation des seuils (consignes) de tension, ce régulateur permet de maintenir un plan de tension global du réseau dans les limites désirées en faisant participer les différentes installations PV aux réglages
- Le régulateur proposé assure la fonction de régulation de manière autonome sans avoir de communication avec les autres installations PV ou avec le gestionnaire du réseau, sans mesures supplémentaires, cela permet ainsi de réduire le coût de raccordement
- Le régulateur adaptatif permet d'augmenter le taux d'insertion et de réduire le coût de raccordement des installations PV.

b) Solution nécessitant un stockage d'énergie

Au Japon, dans le cadre d'un important projet de recherche financé par le NEDO, environ 550 systèmes photovoltaïques d'une puissance moyenne de 3,85 kWc ont été installés en 2005. Un des objectifs de ce projet, nommé « Demonstrative research on clustered PV systems », a été de démontrer la possibilité de réguler la tension au point de livraison à une valeur de consigne. Pour ce faire, chaque système photovoltaïque a été équipé d'un parc de batterie d'une capacité de 4 700 Ah [13].

Ce projet a permis de dresser les conclusions suivantes :

- Un onduleur associé à un chargeur/déchargeur de batteries peut permettre de réguler activement la tension du réseau,
- La capacité du parc de batteries peut être diminuée grâce à l'augmentation de la qualité du contrôle de la charge et de la décharge de la batterie.

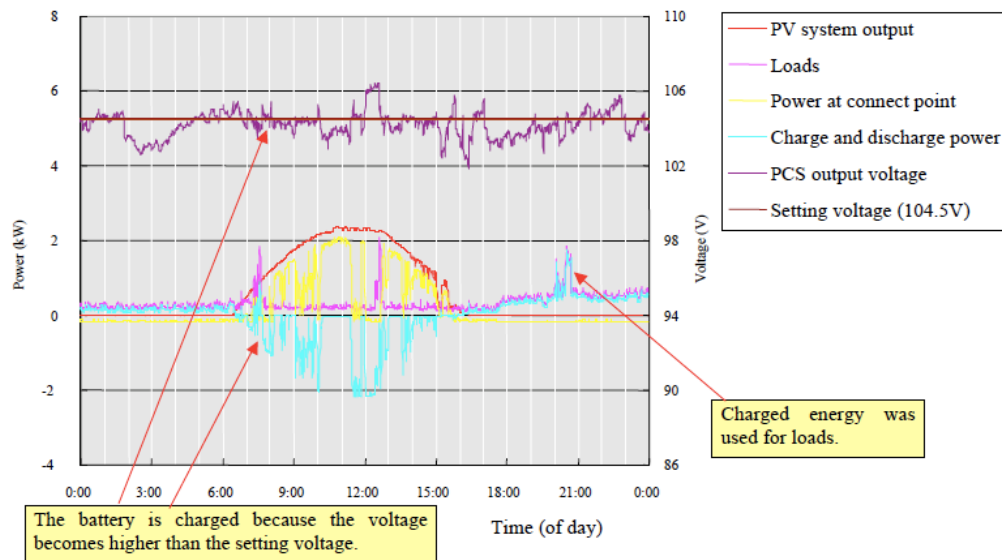


Figure 18 - Régulation de la tension au point de branchement grâce au pilotage de la charge et de la décharge d'une batterie

Sur le site de Wakkanai, le stockage permet de limiter les fluctuations de la puissance d'une installation photovoltaïque de 5 MW, comme le montre la figure suivante [41] :

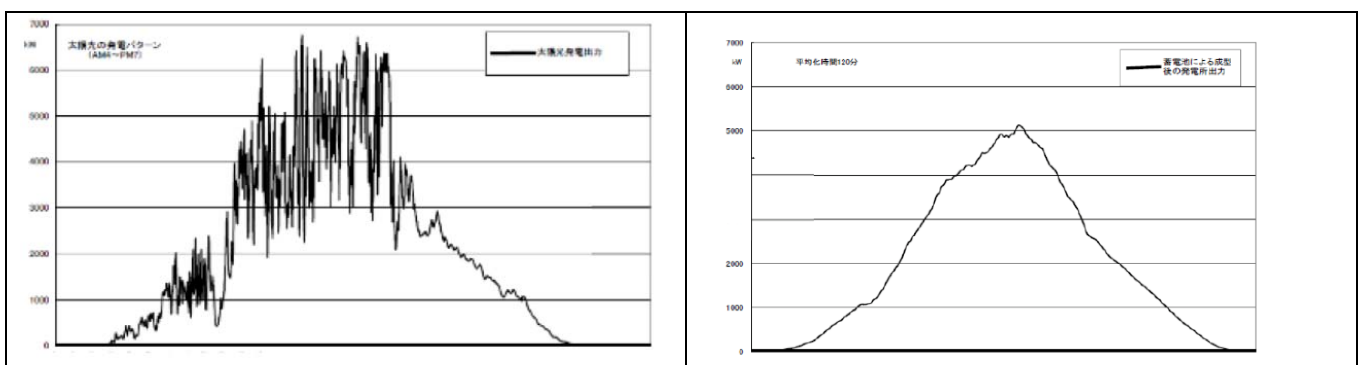


Figure 19 – Atténuation des variations rapides de puissance grâce à du stockage sur le site de Wakkanai au Japon [41]

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

Préconisations : Les membres du projet Esprit préconisent d'intégrer l'une de ces fonctions d'aide à la régulation de la tension. Une troisième voie consistant à contrôler à distance les onduleurs (réglage de leur puissance de sortie, voire arrêt) par le gestionnaire de réseau paraît plus complexe et plus coûteuse à mettre en œuvre. Cette méthode est appelée méthode de réglage de tension coordonnée.

IV.3.2.2 Bosses de tension

Définition du problème : Le chapitre II.2.2 rend compte de l'apparition de surtensions après perte du réseau amont pouvant détériorer des appareils électriques.

Solutions existantes : Les protections de type B.1/B.2 et DIN VDE 0126 imposent déjà une déconnexion rapide sur dépassement de seuil haut en tension.

Préconisations : Il est proposé que les onduleurs intègrent une fonction de supervision de la tension AC afin de limiter la durée de ces surtensions en déconnectant l'onduleur dès détection de dépassement d'un seuil.

IV.3.2.3 Variation rapide de la puissance de l'onduleur

Définition du problème : Peu d'études sur le terrain ont été menées pour quantifier ces variations et statuer sur leur caractère nocif ou négligeable (cf. chapitre II.2.3).

Solutions existantes : Aucune a priori.

Préconisations : Les campagnes de monitoring dans le cadre du projet Esprit permettront d'éclaircir la situation et de voir s'il s'avère nécessaire de préconiser quelque chose pour pallier aux conséquences de ce phénomène.

IV.3.2.4 Harmoniques de courants

Définition du problème : Le problème lié aux harmoniques de courant est présenté au chapitre II.2.4.

Solutions existantes : Plusieurs onduleurs commerciaux sont déjà équipés d'un dispositif de filtrage actif des harmoniques, mais peu l'implémentent de manière efficace [17]. Un système de filtrage actif du THD a été testé sur une installation de 5 MWc composée de 13 onduleurs de 400 kVA située en Allemagne près de Leipzig. Les observations effectuées montrent, qu'en présence d'un système de filtrage actif, le THD de la tension peut être diminuée lorsque l'onduleur est en phase de production [36]. L'onduleur permet donc d'effectuer un filtrage actif des harmoniques.

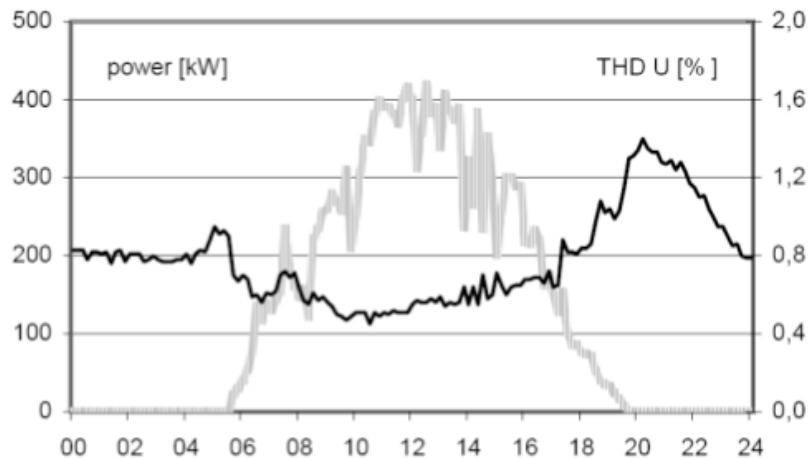


Figure 20 - Mise en évidence du filtrage actif des harmoniques avec la baisse du THD en phase de production de l'onduleur [36]

Préconisations : On préconise l'intégration de tels dispositifs de filtrage dans les onduleurs et on rappelle que cela va de pair avec la recommandation du chapitre IV.2.5 relative à l'introduction dans les textes normatifs de limites pour le THD et toutes les composantes, y compris au-delà du 40^{ème} rang.

IV.3.2.5 Injection de courant continu

Définition du problème : Le constat de l'injection de courant continu sur le réseau par les systèmes PV a été présenté au chapitre II.2.5.

Les normes statuant sur les limites d'injection de courant continu dans les réseaux électriques fixent des limites parfois très éloignées les unes des autres.

La norme CEI 61727 intitulée « *Systèmes photovoltaïques (PV) – Caractéristiques de l'interface de raccordement au réseau* » [43] précise dans le chapitre 4.4 de sa version de décembre 2004, que « *Le système PV ne doit pas injecter de courant continu d'une valeur supérieure à 1 % de celle du courant de sortie assigné de l'onduleur dans l'interface en courant alternatif de raccordement au réseau dans toutes les conditions de fonctionnement.* » Pour autant, la déclinaison française de cette norme, la NF EN 61727, datant de septembre 1996, précise dans son chapitre 5.4 que « *Le système PV ne doit pas injecter de composantes continues sur le courant alternatif ou de composantes alternatives sur les interfaces à courant continu, sous conditions normales ou anormales. Un transformateur d'isolement est une méthode qui peut être utilisée pour satisfaire à cette exigence* ».

On peut voir dans cet exemple que la version nationale de la norme n'admet aucune injection de continu alors que la version internationale admet une valeur égale à 1 % du courant de sortie de l'onduleur.

Si l'on regarde maintenant la pré-norme allemande DIN VDE 0126 (chapitres 4.4 et 6.4), le niveau de courant continu devant provoquer le déclenchement de l'onduleur est fixé à 1 A.

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

Il s'avère que, pour presque la quasi-totalité des onduleurs, la limite de 1 A est moins restrictive que celle de 1 % de I_{AC_nom} puisque le courant nominal AC varie seulement de quelques ampères à quelques dizaines d'ampères selon la puissance.

On peut donc légitimement se demander si les onduleurs, en France, qui satisfont à la norme DIN VDE 0126, respectent les critères de la norme française. En effet, si l'on considère un transformateur HTA/BT urbain de 630 kVA, auquel pourraient être raccordés 200 clients, et si l'on prend pour hypothèse qu'un client sur deux soit équipé d'un système PV, cela pourrait porter cette injection de courant DC, selon les limites préconisées dans la DIN VDE 0126, à 100 A (ce qui corrobore le résultat de l'étude [24] citée au paragraphe II.2.5). Cette dernière étude conclut en donnant comme recommandation une limite de 40 mA à ne pas dépasser pour chaque unité de production décentralisée.

Quelle valeur maximale de la composante DC injectée sur le réseau doit donc être retenue par onduleur et par installation photovoltaïque ? La réponse n'étant pas immédiate à ce jour, nous identifions ici un besoin de recherches complémentaires sur ce point.

Préconisations : Les membres du projet Esprit préconisent qu'une limitation à des taux faibles d'injection, tels que ceux prescrits dans la norme 61727, version française ou internationale, soit instaurée.

IV.3.2.6 Courant de court-circuit

Définition du problème : L'éventuelle existence d'un problème lié à l'apport de courant de court-circuit par les générateurs PV est relatée au chapitre II.2.7, même s'il est considéré que la contribution du PV au courant de court circuit est limitée par construction.

Solutions existantes : Aucune a priori.

Préconisations : Ce point doit être surveillé si les onduleurs subissent des modifications de structure dans l'avenir. Des études visant à déterminer l'apport en PCC qu'un système PV doit fournir au réseau doivent être menées.

IV.3.2.7 Tension résiduelle côté AC

Définition du problème : voir chapitre II.2.10

Solutions existantes : la conception des onduleurs est généralement faite de telle sorte qu'il n'y a pas de tension résiduelle côté AC.

Préconisations : Si ces tests ont permis de confirmer la non-dangerosité de cette tension résiduelle dans ce cas présenté au chapitre II.2.10, il est nécessaire de définir un niveau de tension résiduelle maximale côté AC de l'onduleur à ne pas dépasser lors de la séparation de l'onduleur PV du réseau de distribution. On préconise l'absence de tension résiduelle côté AC.

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

IV.3.2.8 Perturbations entre onduleurs

Définition du problème : Des études de simulation montrent que la protection par saut d'impédance peut être altérée lorsque plusieurs onduleurs l'utilisent de façon synchrone (superposition des pics de courant) ou asynchrone (opposition des pics de courant) (cf. chapitre II.3.4).

Solutions existantes : Aucune a priori.

Préconisations : Il est préconisé que des moyens de communication entre les onduleurs localisés dans un espace restreint soient mis en place pour que les injections de pics de courant soient décalées dans le temps et n'interfèrent pas.

IV.3.2.9 Déséquilibre entre phases

Définition du problème : Une installation photovoltaïque raccordée au réseau par branchement triphasé peut être conçue de 2 façons : soit à partir d'onduleurs triphasés, soit à partir d'onduleurs monophasés répartis sur les 3 phases. Se pose alors dans ce dernier cas la question de la répartition des onduleurs sur les phases afin de limiter le déséquilibre du réseau, mis en évidence au chapitre II.3.3.

L'article 15 de l'arrêté du 23 avril 2008 [3] précise, qu'en matière de déséquilibre, « *La contribution au taux de déséquilibre en tension au point de livraison de toute installation de production dont la charge monophasée équivalente est supérieure à 500 kVA est inférieure ou égale à 1 %.* »

Il est à noter que cette règle s'applique aux installations de fortes puissances (> 500 kVA), sans rien spécifier pour les installations PV de puissances inférieures, notamment celles raccordées au réseau BT.

Cette formulation nécessite d'être clarifiée car elle ne permet pas de répondre de façon opérationnelle à la question de la méthode de répartir des onduleurs monophasés sur les phases du réseau. Sur le terrain, des pratiques très disparates ont été identifiées dans le cadre du projet ESPRIT.

Le cahier des charges relatif à la production d'énergie raccordée au réseau basse-tension publiée par l'association des gestionnaires de réseau allemand [48] fournit une règle simple : le différentiel de puissance entre les phases d'un système photovoltaïque ne doit pas excéder 4,6 kVA. Cette limite préconisée par les allemands est cohérente dans le sens où elle correspond à la limite de puissance que ne doivent pas dépasser les installations monophasées en Allemagne. Si l'on applique la même règle en France, cela équivaldrait à limiter le déséquilibre entre phases à 18 kVA, selon [3], Art. 4.

L'ADEME a également formulé une recommandation sur la répartition des onduleurs monophasés sur une installation raccordée par un branchement triphasé: « Répartition équilibrée au mieux des puissances sur les trois phases (limite de déséquilibre à 1/3 de la puissance souscrite pour un branchement jusqu'à 36 kVA et de 1/6 de la puissance souscrite avec un maximum de 12 kVA pour un branchement au dessus de 36 kVA).

Solutions existantes : Alors que la plupart des onduleurs triphasés injectent un courant triphasé symétrique, certains onduleurs modernes peuvent, à la demande, injecter un courant asymétrique et corriger le déséquilibre du réseau [17].

En effet, un réseau de distribution BT peut présenter, sous certaines conditions, des situations de déséquilibre entre phases générées par le caractère monophasé et aléatoire de certaines charges. Ce déséquilibre de la tension des phases d'un réseau se traduit par l'apparition d'un courant dans le neutre du réseau. L'action de ces onduleurs se fait sur ce courant de neutre, comme cela est schématisé sur la Figure 21 :

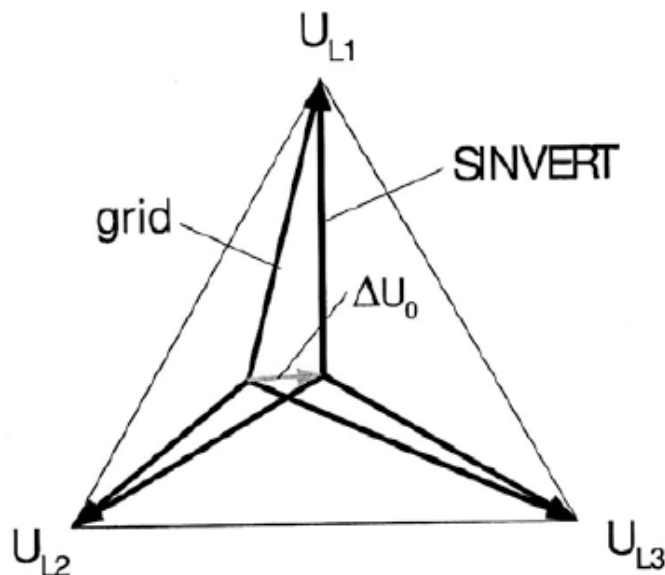


Figure 21 - Correction du déséquilibre du réseau grâce à l'injection en triphasé de courants asymétriques [17]

Préconisations : Mais, dans la pratique, c'est la répartition inégale, sur les trois phases, d'onduleurs monophasés qui peut conduire à des dépassements des limites autorisées (notamment les limites en tension). Il est donc préconisé qu'une règle claire, quantifiée et comprise de tous soit définie.

Des moyens de communication entre les onduleurs, localisés dans un espace restreint, pourrait permettre d'ajuster en temps réel la puissance injectée sur chaque phase au cours de la journée.

IV.3.3 Préconisations vis-à-vis des impacts du RPD sur les installations PV

IV.3.3.1 Réseaux de distribution et régime de neutre

Définition du problème : Les onduleurs photovoltaïques doivent être compatibles avec les caractéristiques de la tension des réseaux publics de distribution d'électricité à basse-tension, à savoir :

- Tension nominale : 230 Volts en monophasé ou 400 Volts en biphasé et triphasé
- Fréquence nominale : 50 Hz
- Régime de neutre : principalement TT

Le guide UTE C15-712 [9] indique que « De manière générale, le réseau public de distribution basse tension est exploité en schéma de liaison à la terre de type TT pour lequel

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

le conducteur neutre des installations raccordées au réseau ne doit pas être relié à la terre. »

Le raccordement d'une installation PV à un réseau dont le régime de neutre est différent, comme par exemple un régime de neutre de type TN ou IT n'est pas évoqué. Est-il concevable qu'une installation photovoltaïque puisse être réalisée avec un régime de neutre autre que le régime de type TT ? Si c'est le cas, dans quelles conditions peut-il être réalisé ?

Préconisations : Les textes réglementaires doivent indiquer dans quelles conditions une installation PV peut être conçue avec un schéma de liaison à la terre de type autre que le TT.

IV.3.3.2 Courant de fuite et protection différentielle

Définition du problème : Toutes les installations photovoltaïques doivent être équipées d'un dispositif différentiel pour assurer la protection contre les contacts indirects. Selon le guide UTE C15-712 [9], ce dispositif peut être de type AC lorsque l'onduleur satisfait aux exigences de la norme DIN VDE 0126-1-1 et doit avoir une sensibilité inférieure ou égale à 30 mA pour les locaux d'habitation.

Le consortium du projet ESPRIT tente d'établir des abaques permettant d'évaluer le niveau du courant de décharge capacitif en fonction des caractéristiques de l'onduleur ainsi que les caractéristiques du dispositif différentiel le plus adapté aux différentes situations rencontrées (sensibilité, type, ...) afin d'aider les concepteurs dans leur choix.

Or, comme il est expliqué dans le chapitre III.2, les caractéristiques de certains panneaux PV, associés à certains onduleurs sans transformateurs, peuvent être à l'origine de courants de fuite capacitifs dont la valeur peut dépasser 30 mA. Ces courants capacitifs ne sont pas des courants de défauts mais ils provoqueront néanmoins le déclenchement des dispositifs différentiels.

Par ailleurs, la question de la valeur maximale du courant de décharge capacitif par système photovoltaïque tout comme les éventuelles conséquences du projet d'évolution du seuil de déclenchement des disjoncteurs différentiels des installations PV installés sur des locaux à usage d'habitation, de 30 à 10 mA, font également partie des recherches menées par le consortium du projet ESPRIT.

Solutions existantes : Ce problème est surtout perceptible sur les installations utilisant des onduleurs sans transformateurs, où les courants de fuite, assimilés à des courants de défaut, font disjoncter les protections différentielles. Certains onduleurs, comme les SMA, intègrent une unité de surveillance permettant de faire la différence entre ces deux types de courant.

Préconisations : Des essais réalisés dans le cadre du projet Esprit permettront de quantifier ces courants selon le type d'onduleur et de déterminer les types de disjoncteurs différentiels les mieux adaptés. Des préconisations pourront alors être formulées.

IV.3.3.3 Surveillance de perte du réseau amont sur critère d'impédance

Définition du problème : Les onduleurs satisfaisant à la norme DIN VDE 0126 utilisent souvent le critère de variation de l'impédance du réseau pour détecter la perte du réseau amont (déconnexion de l'onduleur sur seuil). Néanmoins, ce système de détection peut être inhibé par le producteur, comme on l'a vu, sans demande préalable au gestionnaire de réseau et sous aucune condition particulière requise [1].

Solutions existantes : D'autres méthodes (passives actives) de détection d'ilotage ont été étudiées [52]. Certaines ont été implantées dans des onduleurs pour des applications particulières.

Préconisations : ERDF souhaite spécifier que ce système de détection ne soit pas inhibé par défaut. Les conditions dans lesquelles cette inhibition peut être faite ainsi que le recensement des installations PV concernées doivent être clairement définis.

IV.3.3.4 Tenue aux creux de tension

Définition du problème : L'étude citée au chapitre III.5 montre que les installations se déconnectent lors de l'apparition d'un creux de tension, ce qui induit une perte de production et potentiellement une aggravation du déséquilibre production/consommation.

De plus, hormis la simple tenue aux creux de tension en HTA, rien n'est spécifié dans la réglementation actuelle quant au comportement que les installations PV doivent avoir pendant le creux.

Solutions existantes : Jusqu'à présent, toutes les installations de production décentralisées devaient se déconnecter du réseau de distribution en cas de baisse anormale de la tension. Il est désormais demandé à certains groupes de production, ceux raccordés en HTA en Allemagne [40] ou ceux dont la puissance est supérieure ou égale à 5 MW en France continentale [3], de rester en fonctionnement lors de l'apparition d'un creux de tension HTA.

Cette fonctionnalité est d'ors et déjà proposée par des fabricants d'onduleurs modulaires comme option de leur gamme de produits sur les installations PV de forte puissance [37].

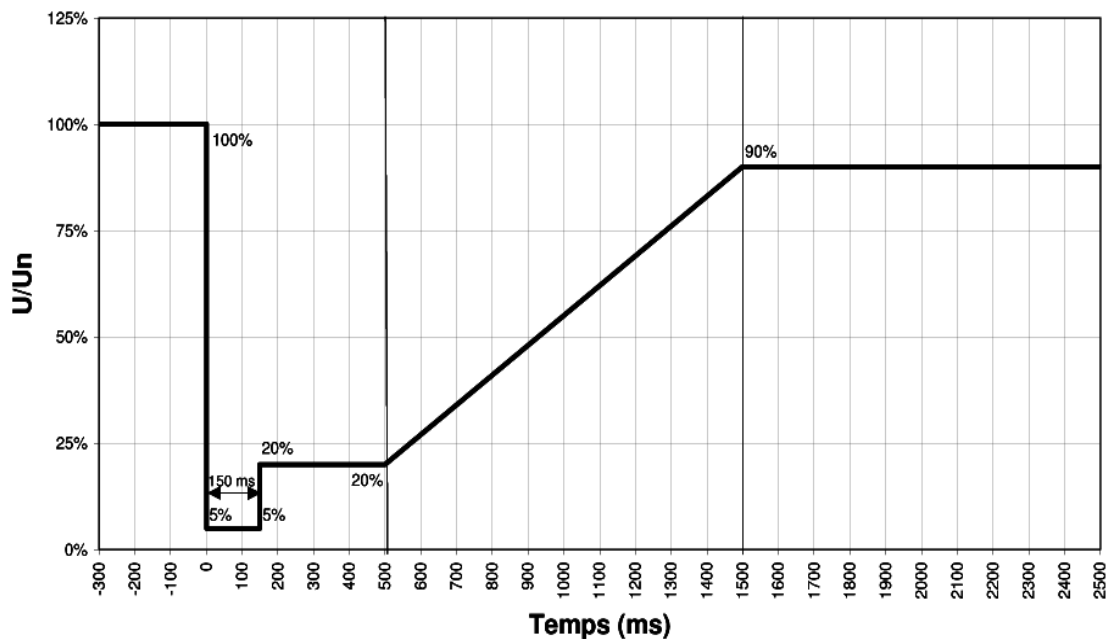


Figure 22 – Profil de creux de tension devant être tenu par les onduleurs [37]

Seules les installations PV de fortes puissances sont concernées par cette fonctionnalité. Mais ces installations étant fréquemment constituées d'onduleurs de petites puissances, les constructeurs d'onduleurs réfléchissent déjà à équiper une plus grande partie de leur gamme de produits de cette fonctionnalité.

Préconisations : Il est recommandé d'exiger une tenue aux creux de tension de tous les groupes raccordés en HTA, voire des groupes raccordés en BT, pour des puissances supérieures à 36 kVA par exemple. Il est nécessaire de spécifier précisément le comportement attendu de ces installations pendant le creux de tension, à partir notamment d'un diagramme [P, Q] à définir.

IV.3.3.5 Harmoniques de tension, inter-harmoniques

Définition du problème : Les effets d'harmoniques du signal réseau sont présentés au chapitre III.8.

Solutions existantes : Les observations montrent qu'un onduleur, équipé d'un système de filtrage actif des harmoniques de tension, peut réduire le THD de la tension lorsque l'onduleur est en phase de production (cf. IV.3.2.4).

Préconisations : On préconise l'intégration de tels dispositifs de filtrage des harmoniques dans les onduleurs.

IV.3.3.6 Signaux tarifaires

Définition du problème : A priori pas de déclenchement intempestif des protections de découplage à craindre en France (cf. III.7).

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

Préconisations : aucune particulière.

IV.3.4 Autres préconisations

IV.3.4.1 Présence de tension résiduelle côté DC

Définition du problème : De jour, l'arrêt de l'onduleur ne permet pas d'annuler le risque potentiel d'électrisation lors d'une intervention (ex : pompiers) sur la partie DC d'une installation du fait d'une tension persistant aux bornes du champ PV.

Solutions existantes : Aucune solution commercialisée a priori.

Préconisations : On préconise ici la mise en œuvre dans l'onduleur d'un dispositif de mise en court-circuit des modules photovoltaïques depuis l'onduleur.

IV.3.4.2 Risque d'îlotage

Définition du problème : En régime d'exploitation normal, la marche en réseau séparé ou « îlotage » est interdite, pour des questions de sécurité vis-à-vis des tiers mais aussi pour des questions de sûreté des installations. C'est pourquoi les onduleurs PV, tout comme tous les autres moyens de production décentralisée, doivent être équipés de protections de découplage destinées, entre autre, à prévenir le fonctionnement en mode îloté. Le calcul de la probabilité d'occurrence est détaillé en **Annexe 1**.

Pour les moyens de production d'électricité raccordés en BT et répondant à la norme DIN VDE 0126-1-1, il est admis que cette fonction de protection de découplage soit assurée par un sectionneur automatique intégré dans l'onduleur.

Mais, comme on l'a vu tout au long du document, de nombreux problèmes se posent, à savoir:

- Le référentiel technique d'ERDF fait référence à des seuils dont les valeurs ne sont pas celles de la dernière version de la norme en vigueur (DIN VDE 0126-1-1),
- Ce même référentiel mentionne que la protection d'impédance (donc anti-îlotage) peut être inhibée sans demande auprès du GRD dans les onduleurs satisfaisant à cette norme (cf. I.6.2),
- Des simulations ont montré que, dans certains cas la mesure d'impédance est susceptible de provoquer des découplages intempestifs, dans d'autres, de ne pas détecter une situation d'îlotage, ou bien de générer des surtensions sensibles (cf. II.3.4),
- Les onduleurs satisfaisant la DIN VDE 0126-1-1 montrent une très grande sensibilité aux creux de tension (cf. III.5),
- La DIN VDE 0126-1-1 adopte des seuils de protection différents des protections de type B.1/B.2,
- Elle autorise un niveau d'injection de courant DC plus élevé que celui défini dans la norme française 61727.

Solutions existantes : Il n'y a actuellement pas d'alternative à la DIN VDE 0126-1-1 puisque ERDF exige systématiquement la conformité des onduleurs à cette norme.

Préconisations : Les paragraphes précédents montrent que la norme DIN VDE 0126 n'est pas appropriée aux onduleurs PV raccordés en France. On préconise la rédaction d'une norme française plus en phase avec les caractéristiques du raccordement d'installations PV en France.

IV.3.4.3 Absorption/production de puissance réactive

Définition du problème : L'arrêté du 23 avril 2008 [3] précise à l'article 10 que seules les installations de production raccordées au réseau public de distribution d'électricité HTA doivent pouvoir fournir ou absorber de la puissance réactive.

Des mesures sur le terrain (notamment la campagne de mesures Habitarelle réalisée dans le cadre du projet Esprit) ont montrées que des installations PV en BT pouvaient consommer ou produire de la puissance réactive selon la période de la journée.

Solutions existantes : Bien que ces dispositions ne s'appliquent pas aux installations de production raccordées au réseau public de distribution d'électricité BT, il est important de noter qu'il existe désormais des onduleurs BT équipés de cette fonctionnalité.

Le contrôle de la puissance réactive est généralement réalisé de 3 façons ([12] et [37]):

1) Valeur fixe de $\cos(\phi)$

A la mise en service de l'installation photovoltaïque (convention de raccordement), le facteur de puissance est fixé une fois pour toute à une valeur définie par le gestionnaire du réseau comprise entre un $\cos(\phi)$ inductif de 0,95 et un $\cos(\phi)$ capacitif de 0,95

2) Réglage dynamique de $\cos(\phi)$

Le facteur de puissance est ajusté en temps réel à la demande du gestionnaire du réseau à une valeur comprise entre un $\cos(\phi)$ inductif égal à 0,95 et un $\cos(\phi)$ capacitif de 0,95 par un système de télécommunication ou de télécommande

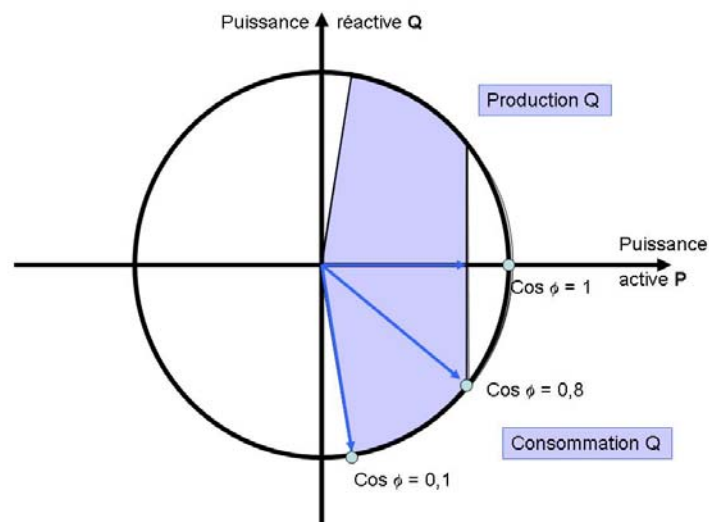


Figure 23 - Correction dynamique du facteur de puissance avec possibilité de fourniture ou d'absorption d'énergie réactive

3) Réglage par courbe caractéristique

Le facteur de puissance est réglé instantanément grâce à une consigne de type $\cos(\phi)=f(P)$ ou $Q=f(V)$:

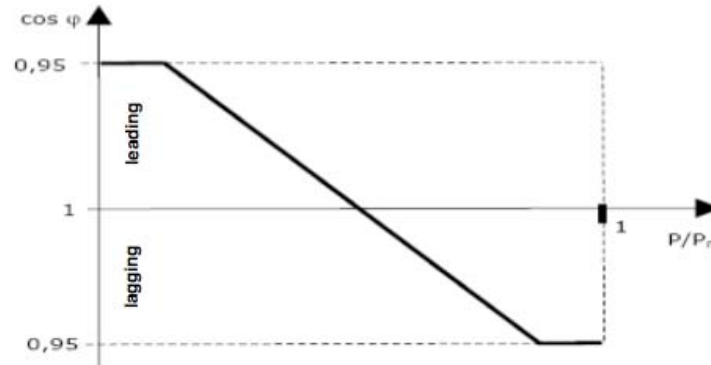


Figure 24 - Exemple de caractéristique $\cos(\phi)=f(P)$ [12]

Préconisations : Il est recommandé que la réglementation prenne en compte les possibilités d'absorption/production de puissance réactive des installations PV raccordées en BT, qui sont à l'heure actuelles considérées à tort comme négligeables.

Ces possibilités peuvent être en effet suffisantes pour que chaque installation PV participe au réglage du plan de tension si elle est équipée du régulateur auto-adaptatif de tension mentionné au chapitre IV.3.2.1.

IV.3.4.4 Surfréquence

Définition du problème : En cas de variation de la fréquence du réseau au-delà des seuils des protections en place (protections de type B.1/B.2 et DIN VDE, cf. Tableau 1 du chapitre I.6.2), les installations doivent se déconnecter instantanément.

Solutions existantes : En cas de hausse de fréquence, les installations PV pourraient limiter cette hausse en réduisant automatiquement la puissance active injectée sur le réseau. L'étude [12] préconise une réduction de 40 % de cette puissance par hertz d'écart par rapport à la valeur 50,2 Hz lorsque la fréquence est dans la plage [50,2 – 51,5] Hz.

Préconisations : Un tel dispositif peut être recommandé pour baisser automatiquement et proportionnellement la puissance active injectée en cas de surfréquence dans une gamme de fréquence adaptée aux valeurs des seuils requises par les autres protections présentes (protections de types B.1/B.2, DIN VDE).

IV.3.4.5 Ecrêtage des pointes de consommation

Définition du problème : Les courbes de consommation d'énergie montrent généralement toutes une pointe en début de soirée lorsque la production photovoltaïque décline et s'annule finalement. En certains endroits du réseau, ce décalage dans le temps entre production et consommation peut être source de pertes notables.

Solutions existantes : Des études à grande échelle conduites au Japon ont permis de mettre en évidence la possibilité d'écrêter les pointes de consommation de fin de journée en associant aux installations photovoltaïques une capacité de stockage de l'énergie chargée en période de production photovoltaïque et déchargée au moment de la pointe de consommation [41].

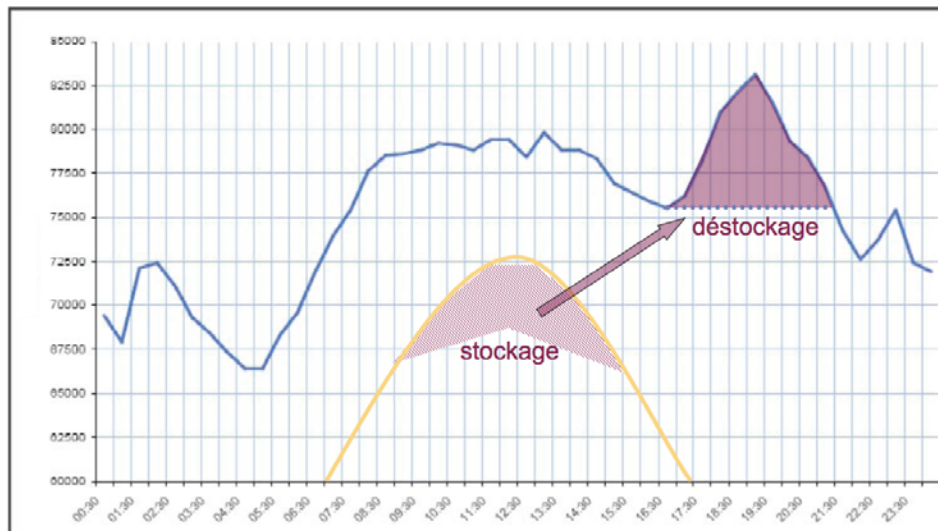


Figure 25 – Ecrêtage des pointes de consommation grâce à la mise en place d'une capacité de stockage chargée en période de production

Préconisations : On préconise que ce service soit valorisé par les gestionnaires du réseau (tarif de vente de l'électricité dépendant de l'heure, tarif de l'électricité autoconsommée comme en Allemagne ...)

IV.3.4.6 Fonctionnement en mode secours

Définition du problème : Lors d'une perte du réseau amont, les onduleurs photovoltaïques doivent se déconnecter instantanément, ce qui prive toutes les charges de leur alimentation. Certaines d'entre elles peuvent être critiques et nécessiter un fonctionnement continu.

Solutions existantes : Quelques rares fabricants d'onduleurs PV proposent, dans leur gamme de produits, des onduleurs PV capables d'assurer également une fonction d'alimentation sans interruption. Cette fonctionnalité permet, en cas de séparation de l'installation photovoltaïque du réseau de distribution, de continuer à alimenter des charges à secourir [42].

Préconisations : On préconise que la réglementation prévoise ce type de fonctionnement particulier et en définisse le cadre.

IV.3.4.7 Etiquetage des onduleurs

Définition du problème : Il existe à l'heure actuelle un manque d'uniformité à propos des données caractéristiques des onduleurs. Certains fabricants indiquent notamment une

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

puissance AC nominale tandis que d'autres donnent une puissance maximale, et ce pour des températures de fonctionnement qui ne sont généralement pas spécifiées.

Préconisations : On préconise une standardisation du marquage des onduleurs et l'ajout de données primordiales (cf. **Annexe 2**).

Conclusion

Les retours de terrain sur les problèmes techniques rencontrés par les producteurs d'électricité, les difficultés vécues par les fabricants d'onduleurs désirant concevoir des produits satisfaisants les règles de raccordement en France, les obstacles divers à franchir par les installateurs et les contraintes nouvelles apportées par ces systèmes dans la gestion des réseaux électriques ont conduit à réfléchir aux améliorations à apporter dans tous ces domaines.

Cette réflexion a tout d'abord permis d'identifier les manques et incohérences dans la réglementation française, cerner les contraintes techniques et proposer des voies d'amélioration.

Le premier résultat de cette réflexion a conduit à distinguer deux volets : l'un réglementaire, l'autre technique.

- Aspect réglementaire

L'étude et l'analyse des textes réglementaires (décrets, normes, guides, référentiel ERDF) a permis d'identifier, entre autres, les points suivants :

- Ambiguïtés à lever (référence à des versions différentes de la norme allemande DIN VDE 0126, activation/inhibition de la « protection d'impédance », ...),
- Besoin d'harmonisation concernant les valeurs de seuils (tension, fréquence, injection de courant continu...) entre ces différents documents,
- Nécessité d'un seul texte de référence (par exemple, synthèse des exigences du GRD),
- Gestion du plan de tension BT à prendre en compte dans la réglementation,
- Position claire vis-à-vis des onduleurs sans transformateur à définir,
- Harmonisation des protections de découplage à tous les types de production décentralisée,
- Prise en compte des spécificités du PV (source d'énergie à caractère intermittent) dans les exigences en termes de domaine de fonctionnement des installations de production.

- Aspect technique

L'analyse de l'impact de l'intégration d'installations PV dans le RPD et des conséquences des caractéristiques du réseau sur le fonctionnement de ces installations a permis d'identifier un certain nombre de points pouvant impacter l'intégration et affecter le fonctionnement de ces installations.

L'étude de la situation actuelle en France dans le cadre du projet Esprit a conduit à :

- soulever un certain nombre d'interrogations auxquelles des réponses doivent être apportées,
- définir un certain nombre de préconisations relatives au cadre réglementaire du raccordement des installations PV,

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

- définir des axes pour l'élaboration d'un cahier des charges pour les onduleurs (fonctionnalités pouvant répondre aux problèmes soulevés).

Ceci est résumé dans les tableaux suivants :

Tableau 3 – Préconisations pour le cadre réglementaire du raccordement du PV au réseau

Unicité des textes de référence	
	Rédaction d'un document de synthèse des exigences réglementaires et de celles des GRD
	Simplicité des modalités d'accès
Harmonisation des seuils de tension/fréquence	
	Harmonisation des réglages VDE et protections B1/B2 et définition d'une règle de primauté lorsque les deux types de protection coexistent
	Définition précise des conditions d'inhibition de la protection de perte du réseau amont réalisé par mesure de l'impédance du réseau
Prise en compte des caractéristiques des moyens de production dans la rédaction des textes contractuels et réglementaires	
	Prise en compte des spécificités des générateurs PV
	Généralisation des dispositions applicables au PV à tous les moyens de production raccordés, prévention de tout particularisme concernant le PV
Distinction entre onduleurs avec/sans transformateur	
	Approfondissement de la réflexion pour juger de la pertinence d'une distinction entre ces deux types au regard de la sécurité des biens et personnes
Harmoniques de courant en BT	
	Définition de limites pour les harmoniques de rang supérieur à 40
Etude de création de réseaux BT	
	Mise en place d'une procédure spécifique de gestion des demandes de raccordement PV afin d'optimiser la conception des réseaux futurs

Tableau 4 - Préconisations pour l'élaboration du cahier des charges des onduleurs vis-à-vis des impacts du PV sur le RPD

Élévation du niveau de tension	
	Intégration dans l'onduleur d'une fonction d'aide à la régulation de la tension (régulateur auto-adaptatif, chargeur de batterie ...)
Bosses de tension	
	Intégration d'une fonction de supervision de la tension du réseau
Variations rapides de la puissance de l'onduleur	
	Etudes pour clarifier la situation et statuer sur le besoin de préconisations précises
Harmoniques de courant	
	Intégration d'un dispositif de filtrage des harmoniques de courant
Injection de courant continu	
	Quelle valeur maximale de la composante DC injectée sur le réseau doit être retenue par onduleur et par installation photovoltaïque ?
	Limitation à des taux faibles d'injection, tels que ceux prescrits dans la norme 61727,

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

	version française ou internationale
Courant de court-circuit	
	Etudes sur l'apport en PCC qu'un système PV doit fournir au réseau à mener
Tension résiduelle côté AC après séparation du RPD	
	Absence de tension ou limite maximale à définir
Perturbations entre onduleurs	
	Mise en place de moyens de communication entre onduleurs pour décaler dans le temps l'injection de pics de courant
Déséquilibre entre phases	
	Définition d'une règle claire sur la répartition des installations PV monophasées sur les trois phases
	Mise en place de moyens de communication entre onduleurs pour ajuster la puissance injectée sur chaque phase

Tableau 5 – Préconisations pour l'élaboration du cahier des charges des onduleurs vis-à-vis des impacts du RPD sur les installations PV

Régime de neutre	
	Est-il concevable qu'une installation photovoltaïque puisse être réalisée avec un régime de neutre autre que le régime de type TT ?
	Indication dans les textes réglementaires dans quelles conditions cela peut être réalisé
Courant de fuite et protection différentielle	
	Etudes à mener pour quantifier les courants de fuite et déterminer les types de disjoncteurs différentiels les plus appropriés
Surveillance de perte du réseau amont sur critère d'impédance	
	Définition claire des conditions d'inhibition de la protection par détection de perte du réseau amont sur critère d'impédance
	Recensement des installations PV actuelles concernées
Tenue aux creux de tension	
	Tenue aux creux de tension de tous les groupes raccordés en HTA, voire des groupes raccordés en BT, pour des puissances supérieures à 36 kVA par exemple
	Spécification du comportement attendu de ces installations pendant le creux de tension
Harmoniques de tension	
	Filtrage des harmoniques de tension

Tableau 6 - Autres préconisations pour l'élaboration du cahier des charges des onduleurs

Tension résiduelle côté DC	
	Mise en œuvre dans l'onduleur d'un dispositif de mise en court-circuit du champ photovoltaïque depuis l'onduleur
Risque d'ilotage	
	Rédaction d'une norme française plus en phase avec les caractéristiques du raccordement d'installations PV en France que la norme allemande DIN VDE 0126
Absorption/production de puissance réactive	
	Prise en compte par la réglementation des possibilités d'absorption/production de

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

	puissance réactive des installations PV raccordées en BT
Surfréquence	
	Intégration d'un dispositif de réduction automatique de la puissance proportionnellement au niveau de surfréquence
Ecrêtage des pointes de consommation	
	Valorisation par le GRD du service apporté
Fonctionnement en mode secours	
	Autorisation et conditions à définir par la réglementation
Etiquetage des onduleurs	
	Standardisation du marquage des onduleurs
	Ajout de données caractéristiques (rendements, réglages internes ...)

Il est à noter que certains fabricants sont d'ores et déjà en mesure de proposer certaines fonctionnalités sur leurs appareils afin d'offrir des services qui permettent d'améliorer le fonctionnement du réseau ou la qualité de la tension ; pour différentes raisons, elles sont peu ou pas implémentées à l'heure actuelle.

Certaines de ces fonctions (filtrage d'harmoniques, régulation de tension, gestion de puissance réactive, tenue aux régimes perturbés...) ne nécessitent pas de moyens de stockage d'énergie ; d'autres (écrêtage de pics de consommation, équilibrage des phases...) si.

Au-delà de ces services potentiels, qui paraissent dans l'ensemble nécessaires, quelques recommandations ont donc été formulées concernant les onduleurs:

- Communication entre onduleurs placés dans un espace proche afin de limiter les interférences entre appareils,
- Contrôle à distance des onduleurs par le GRD (selon possibilités),
- Clarifications de certains seuils (courant continu injecté, THD et harmoniques de courant),
- Gestion des courants de fuite et de défaut (point à affiner),
- Aide à la protection des personnes en cas d'intervention sur la partie DC,
- Uniformisation du marquage des onduleurs.

Certaines de ces interrogations ou recommandations nécessitent des essais sur le terrain ou une analyse approfondie de données de monitoring pour être affinées ; en particulier, celle relative aux courants de fuite et aux disjoncteurs différentiels, dont doivent être équipées les installations PV, et celle relative aux variations rapides de la puissance injectée.

De nouvelles versions de ce document seront susceptibles d'être publiées au cours du projet Esprit afin d'intégrer les conclusions de ces essais. Ces nouvelles versions tiendront compte des éventuelles évolutions des textes réglementaires et des normes en vigueur

REFERENCES

- [1] Contrat de Raccordement, d'Accès et d'Exploitation (CRAE) pour une installation de production de puissance < 36 kVA raccordée au Réseau Public de Distribution basse tension - Conditions Générales v8.1 ERDF 1^{er} juin 2009
- [2] Arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret no 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.
- [3] Arrêté du 23.04.2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique
- [4] Documentation technique de référence ERDF, <http://www.erfdistribution.fr/electricite-reseau-distribution-france/publications/documentation-technique-de-reference-130350.html>
- [5] Norme allemande DIN VDE 0126-1.1
- [6] Norme NF EN 50160 Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution
- [7] Norme NF C15-100, Installations électriques à basse tension, décembre 2002
- [8] Norme NF C14-100, Installations de branchement à basse tension, février 2008
- [9] Guide UTE C15-712, "Installations photovoltaïques", février 2008
- [10] Guide UTE C15-400, Raccordement des générateurs d'énergie électrique dans les installations alimentées par un réseau public de distribution, 2005
- [11] Protections des installations de production raccordées au réseau public de distribution, ERDF-NOI-RES_13_E, 2008
- [12] "Recommendations for Utilities" IEE PV Upscale, WP4-Deliverable 4.4, 2008
- [13] Y. Ueda (Tokyo University), " Detailed Performance Analyses Results Of Grid-Connected Clustered PV Systems In Japan –First 200 Systems Results Of Demonstrative Research On Clustered PV Systems", 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, 2005
- [14] F. J. Pazos, "Power Frequency Overvoltages Generated by Solar Plants", CIRED 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, Czech Republic, 2009
- [15] B. Bletterie (arsenal research – Austria), "Impact of Photovoltaic Generation On Voltage Variations – How Stochastic Is PV?", CIRED 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna, Austria, 2007
- [16] "Demonstration test results for grid interconnected photovoltaic power systems". Report IEA-PVPS T5-02:1999
- [17] "State of the art on dispersed PV power generation: publications review on the impact of PV Distributed Generation and Electricity networks", IEE PV Upscale, WP4-Deliverable 4.1, 2007
- [18] Cobben J.F.G, "Power Quality Implications at the Point of Connection", Dissertation University of Technology Eindhoven, 2007
- [19] IEA-PVPS T5-01: 1998, "Utility aspects of grid connected photovoltaic power systems".
- [20] D. Infield (CREST, UK), "Current Waveform Quality from Grid-Connected Photovoltaic Inverters and its Dependence on Operating Conditions", Progress In Photovoltaics, vol.8:300-319, 2000.

- [21] H. Colin, Convention ADEME-CEA 01 05 021, projet HIP-HIP, tests d'onduleurs pour le raccordement au réseau électrique de modules photovoltaïques, mai 2003
- [22] Halcrow Group, DTI, "Co-ordinated experimental research into power interaction with the supply network – Phase 1" (ETSU S/P2/00233/REP), 1999. <<http://www.dti.gov.uk/publications>>
- [23] "Impact of photovoltaic generation on power quality in urban areas with high PV population -Result of monitoring campaigns", PV-Upscale, WP4-Deliverable 4.3, 2008.
- [24] V. Salas, « DC injection into the network from PV grid inverters », IEEE 2006
- [25] Projet DISPOWER, "Identification of general safety problems, definition of test procedures and design-measures for protection", 2006.
- [26] "DC Injection into Low Voltage AC Networks", University Of Strathclyde, 2005
- [27] Halcrow Group, Department of Trade and Industry, "Micro-generation network connection (renewables)" (K/EL/00281/00/00), 2003. <<http://www.dti.gov.uk/publications>>
- [28] Philippe Loenvenbruck, "*Impact Of Distributed Generation On Losses, Draw Off Costs From Transmission Network And Investments Of The French Distribution Network Operator Erdf*", CIRED, juin 2009.
- [29] Y. Ueda, "Analytical Results Of Output Restriction Due To The Voltage Increasing Of Power Distribution Line In Grid-Connected Clustered PV Systems", 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005.
- [30] A. Canova, "Electrical impact of photovoltaic plant in distributed network", projet Polycity, 2006
- [31] Description technique du projet ESPRIT – appel à projets ANR 2007
- [32] C. Duvauchelle, B. Tounsi, S. Denetière, "Behaviour Of Photovoltaic Connected To Low Voltage French Grids", 23rd EUPVSEC, Valence (Espagne), septembre 2008.
- [33] A. Bergmann, DKE, M. Viotto KACO GERÄTE-TECHNIK GmbH, *BISl statt ENS -! Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz*, 2006
- [34] H Haerberlin, "Evolution of inverters for grid connected PV systems from 1989 to 2000". 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Munich, Germany, 22-26 October 2001,.
- [35] Bruendlinger R, Bletterie B, Mayr C, "Verhalten von PV-Wechselrichtern bei Netzstörungen - Testergebnisse aktueller Geräte & Empfehlungen für zukünftige Standards", Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, März 2006.
- [36] P. Kremer and M. Fruehauf, PV grid power unlimited – Multi MW Power Conditioner units Sinvert Solar, 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, Septembre 2006, Dresden, Germany
- [37] Brochure SMA Sunny Central - SUNNY CENTRAL 400HE / 500HE / 630HE - Supervision et gestion du réseau comprises
- [38] T.TRAN-QUOC, G.RAMI, A.ALMEIDA, N.HADJSAID, J.C.KIENY, J.C.SABONADIÈRE, "Méthode et dispositif de régulation pour un dispositif de production décentralisée d'énergie, et installation comportant au moins deux dispositifs de production dotés dudit dispositif de régulation", Brevet d'invention international, Nov. 2005.
- [39] T. TRAN-QUOC, C. LE THI MINH, S. BACHA, C. KIENY, N. HADJSAID, C. DUVAUCHELLE, A. ALMEIDA, *Local voltage control of PVs in distribution networks*, CIRED, Prague, Czech Republic, 8-11 May 2009
- [40] Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Guide technique pour le raccordement des générateurs au réseau HTA, BDEW, Edition de Juin 2008
- [41] Y. Ueda, S. Suzuki, T. Ito, *Grid Stabilization by Use of an Energy Storage System for a Large-Scale PV Generation Plant*, 2006-2010, NEDO, Japan

- [42] Brochure de l'onduleur Sun Profi Emergency SP1500E
- [43] Norme CEI 61727 Ed.2, "Systèmes photovoltaïques (PV) – Caractéristiques de l'interface de raccordement au réseau », 2004
- [44] "Risk analysis of islanding of photovoltaic power systems within low voltage distribution networks", IEA-PVPS T5-08:2002.
- [45] "Deliverable 2.2: State of the art solutions and new concepts for islanding protection." Projet DISPOWER, 2006.
- [46] B. Verhoeven, "Probability of Islanding in utility networks due to grid connected photovoltaic power systems", rapport tâche V AIE, , Janvier 2002.
- [47] Ergänzende Hinweise zur VDEW-Richtlinie Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz , 4. Ausgabe 2001, Verband der Netzbetreiber – VDN– e.V. beim VDEW, September 2005
- [48] Norme NF EN 61000-3-2, "Compatibilité électromagnétique (CEM) – partie 3-2: Limites pour les émissions de courant harmoniques (courant appelé par les appareils $\delta 16$ A par phase)", août 2006
- [49] C. Duvauchelle, B. Gaiddon, "Version française et évolutions de la Prénorme DIN VDE 0126", projet ESPRIT, avril 2010
- [50] Y. Tanguy, "résumés des références bibliographiques sur les normes, guides et articles scientifiques", projet ESPRIT, livrable 1.1, mars 2010
- [51] Y. Ueda, "Performance analyses of battery integrated grid-connected residential systems", 21st European PVSEC, 4-8 September 2006, Dresden, Germany
- [52] C. Duvauchelle, "Recensement des méthodes de détection d'îlotage", projet ESPRIT, avril 2010

GLOSSAIRE

AC = Alternating current (courant alternatif)

BT = Basse tension

Creux de tension = Diminution brusque de la tension de fourniture U_f à une valeur située entre 90% et 1% de la tension contractuelle U_c , suivie du rétablissement de la tension après un court laps de temps. Un creux de tension peut durer de dix millisecondes à trois minutes. La valeur de la tension de référence est U_c . La mesure de la tension efficace est effectuée indépendamment sur chacune des trois tensions composées. Pour que la détection des creux de tension soit la plus rapide possible, la valeur efficace est, pour ces seules perturbations, mesurée sur $\frac{1}{2}$ période du 50 Hz (10 ms). Il y a creux de tension dès que la valeur efficace d'une tension est inférieure à une valeur appelée "seuil". Le creux de tension débute dès qu'une tension est inférieure au seuil; il se termine dès que les trois tensions sont supérieures au seuil. On considère qu'il s'est produit deux creux de tension différents si les deux phénomènes sont séparés par un retour dans la zone de variations contractuelles durant plus de 100 ms. (source ERDF)

DC = Direct current (courant continu)

EMC = Electromagnetic compatibility (compatibilité électromagnétique)

ENS = Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz (système de surveillance de réseau avec organe de commutation rattaché)

GRD = Gestionnaire du réseau de distribution

HTA = Haute tension A

Îlotage = On dit qu'il y a îlotage quand une partie de réseau électrique comprenant des moyens de production et des charges est déconnecté du réseau principal et que les charges de cet îlot sont entièrement alimentées par les générateurs du même îlot et où la tension et la fréquence sont maintenues à des valeurs autour de leurs valeurs nominales. On note que la notion de marche en réseau séparé ou îlotage est associée à une durée. Les règles qui définissent le fonctionnement d'une installation PV considèrent qu'une situation d'îlotage est définie comme telle dès lors que l'onduleur PV détecte un fonctionnement en réseau séparé pendant au moins 5 secondes. Au delà de cette durée, l'onduleur devra se découpler du réseau principal.

MPPT = Maximum power point tracking (recherche du point de puissance maximale)

PCC = Puissance de court-circuit

PV = Photovoltaïque

PWM = Pulse width modulation (modulation de largeur d'impulsion, MLI)

RPD = Réseau public de distribution

THD = Taux de distorsion harmonique totale

ZAC = Zone d'aménagement concerté

ZND = Zone de non détection (d'une méthode de détection d'îlotage)

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

ANNEXES

- **Annexe 1: Probabilité d'occurrence d'un îlotage**
- **Annexe 2: Marquage des onduleurs**

Annexe 1: Probabilité d'occurrence d'un îlotage

La probabilité de ces îlotages fait toujours débat, mais deux études sont principalement citées: celles de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) [44] et du projet Européen DISPOWER [45].

Dans les deux cas la probabilité d'accident la plus forte concerne les opérateurs de maintenance, puisque dans ce cas le réseau est coupé volontairement. La situation où l'équilibre des charges se produit en même temps qu'une coupure involontaire du réseau a une plus faible probabilité, en particulier dans les pays développés comme en Europe où le réseau est plus robuste. C'est donc sur la probabilité d'îlotage durant les opérations de maintenance que portent ces paragraphes.

Dans l'étude de l'AIE cette probabilité *d'accident du à un îlotage* durant les opérations de maintenance est calculée comme suit:

1. Etude AIE

Dans l'étude de l'AIE cette probabilité d'îlotage est calculée comme suit:

$$P_{acc} = P_{\text{équi}} * P_{\text{maintenance}} * P_{\text{opérateur}} * P_{\text{onduleur}}$$

Où:

- $P_{\text{maintenance}}$ est la probabilité d'une opération de maintenance. Pour un opérateur coupant le réseau 8 fois par jour, $P_{\text{maintenance}} = 2000/\text{an}$,
- $P_{\text{opérateur}}$ tient compte des bonnes pratiques sécuritaires de l'opérateur qui réduisent les accidents, prise de façon empirique à 10^{-3} ,
- P_{onduleur} est la probabilité que les protections de l'onduleur ne fonctionnent pas, prise égale à 10^{-3} (cf. note ⁴),
- $P_{\text{équi}}$ est la probabilité d'équilibre de la production avec les charges. Cette valeur a été calculée à partir de mesures expérimentales d'un quartier résidentiel en Hollande [46]. La puissance d'un panneau PV a été mesurée durant 2 ans, en même temps que les charges de consommation aux postes BT du quartier. La puissance PV a été ensuite multipliée pour simuler le taux de pénétration PV, et maximiser la probabilité d'équilibre avec les charges. $P_{\text{équi}}$ correspond au ratio du nombre d'occurrences d'équilibres pendant une période supérieure à 5 s et sur un an, multiplié par la durée d'équilibre, et divisé par le nombre de secondes adéquates sur un an (10 h par jour).

La probabilité $P_{\text{équi}}$ dépend de plusieurs paramètres, notamment des marges des différences entre la production et les charges pour lesquelles on considère qu'il y a toujours un équilibre (prises à +/-5 % (+/-2 %) pour la puissance active (réactive)). Au final, dans cette étude la probabilité d'un équilibre pour la puissance active était d'environ $3 \cdot 10^{-2}$, et de $3 \cdot 10^{-5}$ pour la puissance réactive, d'où *une valeur de $P_{\text{équi}}$ de 10^{-6}* .

A noter que les onduleurs produisent principalement de la puissance active, ce qui réduit considérablement la probabilité d'un équilibre avec les charges, qui consomment également de la puissance réactive.

A noter également que d'autres conditions expérimentales de mesures pourraient affecter cette probabilité, comme de prendre un champ PV plus important ayant des variations temporelles de puissances plus atténuées, ou des conditions d'ensoleillement plus régulières qu'en Hollande, ou bien encore des postes BT avec un profil de charge se rapprochant plus du profil d'irradiation (utilisation de climatiseurs).

⁴ Cela correspond à 10 fonctionnements successifs réussis $((1/2)^{10})$ de « performance à la demande » des protections de découplage. C'est une valeur issue de tests industriels sur les onduleurs en cas de perte du réseau, qui se situe entre les niveaux SIL2 et SIL3 (Safety Integrity Level).

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

Au final la probabilité d'un accident est de:

$$P_{acc} = 10^{-6} * 2000/an * 10^{-3} * 10^{-3} = \mathbf{2 \cdot 10^{-9}/an}$$

Dans l'industrie, et notamment pour l'utilisation domestique du gaz, une probabilité d'accident de $2 \cdot 10^{-6}/an/personne$ est généralement acceptée (tel qu'en Angleterre [44]). D'après ces calculs la probabilité d'ilotage est donc bien en deçà des limites communément acceptées.

2. Etude Dispower

Dans l'étude de DISPOWER, des mesures expérimentales similaires ont été effectuées dans un quartier résidentiel en Autriche, et un générateur PV plus conséquent de 100 kW. L'approche dans les calculs de P_{equ} est différente, puisqu'elle remplace les marges (+/-5 % et 2 %) par des calculs de ZND. Les ZND sont calculées en tenant compte de protections de découplage uniquement avec des mesures en tension et fréquence, en oblitérant volontairement les mesures d'impédance du réseau. Comme pour l'étude de l'AIE les situations d'équilibre comptabilisées sont celles d'une durée supérieure à 5 s, puisque par définition la durée minimum d'un ilôtage est de 5 s (voir glossaire).

La probabilité P_{equ} ainsi mesurée varie de 10^{-3} à 10^{-5} , avec une valeur de $6 \cdot 10^{-4}$ pour la situation actuelle de ce réseau (ratio puissance PV/consommation de 2), et les valeurs choisies dans les calculs de ZND (plages en tension/fréquence de la norme VDE 0126-1.1, et facteur de qualité RLC du réseau électrique de consommation de 0,5). Ces trois paramètres qui sont le taux de pénétration PV, les normes pour les protections et le facteur de qualité RLC de la charge du réseau ont une assez forte influence. En effet chacun de ces paramètres peut faire varier la probabilité d'un à deux ordres de grandeur.

Les calculs de probabilité d'un accident ont également été effectués, en se calquant sur la méthode de l'AIE:

$$P_{acc} = P_{equ} * P_{maintenance} * P_{operateur}$$

Dans ce cas $P_{maintenance}$ est égale à 200/an, en considérant qu'une partie seulement (10 %) des opérations de maintenance portent sur des réseaux avec une forte pénétration de DER (du même type que le quartier résidentiel ci-dessus). $P_{operateur}$ reste égale à 10^{-3} , et $P_{onduleur}$ est déjà comprise dans les calculs de P_{equ} .

Ainsi on obtient:

$$P_{acc} = 6 \cdot 10^{-4} * 200/an * 10^{-3} = \mathbf{6 \cdot 10^{-5}/an}$$

Cette valeur de P_{acc} est bien plus importante que celle de l'étude de l'AIE, et au dessus des limites considérées comme acceptable (de l'ordre de $10^{-6}/an/pers$). A noter que les protections de découplage par mesure d'impédance n'ont pas été prises en compte dans ces calculs.

Les auteurs étudient également la situation (virtuelle) où les onduleurs produisent également de la puissance réactive pour soutenir le réseau, et démontrent que la probabilité d'équilibre augmente de 3 ordres de grandeur dans ce cas.

L'étude de DISPOWER conclue ainsi que pour des onduleurs contenant uniquement des protections passives de découplages sur la tension et la fréquence, la probabilité d'ilotage est significative et au dessus de ce qui est communément toléré. Une situation qui

ESPRIT	Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension	
--------	--	--

s'aggraverait fortement si les onduleurs produisaient également de la puissance réactive pour soutenir le réseau.

Annexe 2: Marquage des onduleurs

Données typiques fournies par les fabricants d'onduleurs :

Tableau 7 – Caractéristiques typiques d'onduleur

Caractéristiques d'entrée
Puissance nominale (DC)
Puissance photovoltaïque maximale du générateur (DC)
Plage de tension photovoltaïque MPPT (**) (DC)
Tension de démarrage (DC)
Tension modules maximale (DC)
Plage de courant modules (DC)
Caractéristiques de sortie
Puissance nominale (AC)
Tension nominale (AC)
Plage de tension réseau (AC)
Autres paramètres
Courant nominal (AC)
Plage de courant réseau (AC)
Fréquence
Plage de fréquence réseau
Autres paramètres
Facteur de puissance
Facteur de distorsion
Rendement
Rendement normes européennes
Rendement entre 20% et puissance nominale
Informations générales
Connexion modules (DC)
Connexion réseau (AC)
Boîtier
Refroidissement par convection naturelle
Poids
Température ambiante de stockage
Température ambiante de fonctionnement
Humidité relative
Indice de protection
Dimensions
Longueur
Largeur
Hauteur
Communication
Voyants
Affichage
Communication externe
Enregistreur de données (en option)
Logiciel de traitement de données (en option)
Standards
Onduleur avec ENS (déconnectable en fonction du pays)
Onduleur sans ENS
DIN VDE 0128
EN55011 1998-12, classe B ; EN61000-4-2 (1998-03) ; EN61000-4-3 (1998-03) ; EN61000-4-4 (1998-03) ; EN61000-4-5 (1998-09) classe B ; EN 61000-4-6 (1994-03)
Garantie
Garantie

Données supplémentaires nécessaires :

- Caractéristiques :

- Puissance maximale AC : kVA
- Réglage du relais à minimum de tension : Volts
- Réglage du relais à maximum de fréquence : Volts
- Réglage du relais à minimum de fréquence : Hz
- Réglage du relais à maximum de fréquence : Hz
- Méthode de détection de perte du réseau amont :
- Tension résiduelle après ouverture de la fonction de découplage : Volts
- Valeur du courant de décharge capacitif: mA
- Type de dispositif différentiel préconisé : sensibilité maximale en mA et type
- Type d'isolation galvanique

- Performances des onduleurs

- Rendement maximal : %
- Rendement à 5% Pnom : %
- Rendement à 10% Pnom : %
- Rendement à 20% Pnom : %
- Rendement à 30% Pnom : %
- Rendement à 50% Pnom : %
- Rendement à 100% Pnom : %
- Rendement européen : %
- Courbe de rendement en fonction de la charge
- Courbe de rendement en fonction de la tension DC
- Courbe de rendement en fonction de la température
- Temps de reconnexion après déconnexion du réseau : secondes